

# Proyecto Fin de Máster

## Máster en Ingeniería Industrial

### Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz

Autor: Francisco Javier Becerra Valenzuela

Tutor: Eduardo Navarro González

**Dpto. de Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2018





Proyecto Fin de Máster  
Máster de Ingeniería Industrial

# **Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz**

Autor:

Francisco Javier Becerra Valenzuela

Tutor:

Eduardo Navarro González

Profesor sustituto interino

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018





Proyecto Fin de Carrera: Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz

Autor: Francisco Javier Becerra Valenzuela

Tutor: Eduardo Navarro González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal



*A mi familia que están a mi lado y me apoyan incondicionalmente.*

*A mis amigos y mis compañeros de máster que son mi segunda familia.*

*A aquellos profesores que me han ayudado a llegar hasta aquí, compartiendo sus conocimientos a través de su vocación.*



# Agradecimientos

---

En primer lugar agradecer al profesor D. Eduardo Navarro González por brindarme la oportunidad de llevar a cabo este interesante proyecto que me apasiona profundamente.

Agradecer también a mis padres que siempre han estado ahí apoyándome en las buenas y en las malas durante estos años. A toda mi familia por sus consejos y apoyo incondicional.

Por último y en especial a mis compañeros del Máster por su comprensión, consejos y apoyo durante los buenos y malos momentos en este largo camino que ya termina.

*Francisco Javier Becerra Valenzuela*

*Sevilla, 2018*



Es objeto del presente trabajo diseñar una central solar fotovoltaica conectada a red de 52,8 MW de potencia nominal (59,53 MWp) en la provincia de Badajoz en el término municipal de Usagre. Este objeto parte desde la visión general de apostar por las energías renovables y en particular por la energía fotovoltaica tan de moda hoy en día, ya que potencias mundiales como China y Estados Unidos están apostando por ella estos últimos años con grandes inversiones. Debido a esto se realizara un estudio previo en el cual se detallará en que consiste la energía fotovoltaica de forma general y una visión de su desarrollo tanto en España como a nivel mundial.

Se realizara tanto la memoria descriptiva como la memoria justificativa del proyecto, teniendo en cuenta que nuestra central fotovoltaica contara con 24 subcampos fotovoltaicos de potencia 2,48 MWp, los cuales en su conjunto conforman la potencia total de la planta (59,53 MWp). Cada uno de estos subcampos estará formado por 7296 módulos fotovoltaicos “TRINA SOLAR 340 Wp”, un inversor “SMA 2,2 MW” y 12 seguidores solares de un solo eje horizontal STI-Hi 1250, así como toda la aparamenta necesaria para el vertido satisfactorio de la energía producida a la red eléctrica. Se realizará la comprobación del dimensionamiento de la planta mediante el programa informático “PVsyst”, ya que este tipo de software reúne todas las características de universalidad y potencia de todos los elementos que constituyen una central solar fotovoltaica así como los cálculos necesarios para un correcto dimensionamiento, es decir, permite un amplio espectro de uso y admite la incorporación de un extenso rango de variables. Además en los últimos años las empresas que proyectan este tipo de instalaciones, incorporan en su proyecto el dimensionamiento con el programa “PVsyst” como requisito para poder observar la viabilidad de la planta, por lo tanto es primordial el uso de este programa.

También se llevara a cabo los capítulos de mediciones y presupuesto, para tener una visión general del coste de una planta de estas características y los recursos necesarios, el pliego de condiciones que deberá contener toda la información necesaria para que el proyecto llegue a buen fin de acuerdo con los planos constructivos del mismo y el estudio de seguridad y salud que se contienen las medidas de prevención y protección técnica necesarias para la realización de una obra en las condiciones idóneas de seguridad, salud y protección de riesgos laborales.

Finalmente terminaremos con el capítulo de planos y los anexos correspondientes donde destacamos unos puntos de interés como son las comunicaciones y monitorización de la planta, así como un estudio de cómo se realiza la tramitación administrativa de una planta fotovoltaica de estas características.





The object of the present work is to design a photovoltaic solar power plant connected to a network of 52.8 MW of nominal power (59.53 MWp) in the province of Badajoz in the municipality of Usagre. This object starts from the general vision of betting on renewable energies and in particular on photovoltaic energy, which is so fashionable nowadays, as world powers such as China and the United States are betting on it in recent years with large investments. Due to this a previous study will be carried out in which it will be detailed in what the photovoltaic energy consists in a general way and a vision of its development both in Spain and worldwide.

Both the descriptive report and the justifying report of the project will be carried out, taking into account that our photovoltaic power plant will have 24 photovoltaic subfields of 2.48 MWp power, which together make up the total power of the plant (59.53 MWp). Each of these subfields will consist of 7296 photovoltaic modules "TRINA SOLAR 340 Wp", an inverter "SMA 2.2 MW" and 12 solar trackers of a single horizontal axis STI-Hi 1250, as well as all the necessary equipment for the satisfactory discharge of the energy produced to the electrical network. The sizing of the plant will be checked using the "PVsyst" computer program, since this type of software has all the characteristics of universality and power of all the elements that constitute a photovoltaic solar power plant, as well as the necessary calculations for a correct sizing, that is, it allows a broad spectrum of use and admits the incorporation of a wide range of variables. In addition, in recent years, the companies that design this type of facility have included in their project the dimensioning with the "PVsyst" program as a requirement to be able to observe the viability of the plant, therefore the use of this program is essential.

It will also be carried out the chapters of measurements and budget, to have an overview of the cost of a plant of these characteristics and the necessary resources, the specifications that must contain all the information necessary for the project to reach a successful conclusion. according to the construction plans of the same and the safety and health study that contains the preventive and technical protection measures necessary for the completion of a work under the ideal conditions of safety, health and protection of occupational hazards.

Finally we will finish with the chapter of plans and the corresponding annexes where we highlight some points of interest such as communications and monitoring of the plant, as well as a study of how the administrative processing of a photovoltaic plant of these characteristics is carried out.

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xviii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xx</b>
<b>1 MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	<b>1</b>
1.1 OBJETO DEL PROYECTO	1
1.2 AGENTES INTERVINIENTES DEL PROYECTO	1
1.3 INTRODUCCION A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	2
1.3.1 Efecto fotovoltaico	3
1.3.2 Célula solar o célula fotovoltaica	4
1.3.3 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas	8
1.4 SITUACIÓN ÁCTUAL DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	9
1.4.1 Situación y desarrollo de las energía solar fotovoltaica a nivel mundial	9
1.4.2 Situación y desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España	10
1.4.3 Situación actual y desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Extremadura	13
1.5 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED	13
1.5.1 El módulo fotovoltaico	14
1.5.2 Inversor	15
1.5.3 Estructura soporte	16
1.5.4 Resto de equipos	18
1.6 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO	19
1.6.1 Criterios de elección del emplazamiento	19
1.7 NORMATIVA APLICABLE	20
1.8 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	21
1.9 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y CENTROS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN	23
1.9.1 Panel solar o modulo fotovoltaico	23
1.9.2 Estructura soporte	25
1.9.3 Inversor	27
1.9.4 Transformador de MT	30
1.9.5 Estación central de media tensión	32
1.9.6 Estación de salida y control	34
1.9.7 Sala de servicios auxiliares	34
1.9.8 Estación metereológica	34
1.9.9 Cajas de conexiones o combiner box	35
1.9.10 Cableado	38
1.9.11 Protecciones	44
1.9.12 Puesta a tierra	55
1.9.13 Sistema de comunicación, monitorización y control	56
1.9.14 Obra civil	56

<b>2</b>	<b>MEMORIA JUSTIFICATIVA</b>	<b>61</b>
2.1	<i>DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO</i>	61
2.1.1	Cálculo de la potencia	61
2.1.2	Número máximo de módulos por ramal	62
2.1.3	Número mínimo de módulos por ramal	63
2.1.4	Número de ramales en paralelo	64
2.1.5	Disposición adoptada	65
2.1.6	Posicionamiento de paneles en el seguidor solar y sombras	66
2.1.7	Combiner box	69
2.2	<i>CÁLCULOS ELÉCTRICOS</i>	70
2.2.1	Cableado	70
2.2.2	Cableado de corriente continua	72
2.2.3	Cableado de corriente alterna	79
2.2.4	Cableado de servicios auxiliares	83
2.2.5	Protecciones	87
2.2.6	Puesta a tierra	93
2.3	<i>PREVISIÓN ENERGÉTICA</i>	101
2.3.1	Cálculo teórico	101
2.3.2	Cálculo experimental a través del software de simulación fotovoltaica PVsyst	106
2.3.3	Comparación calculo teórico vs experimental	117
<b>3</b>	<b>MEDICIONES Y PRESUPUESTO</b>	<b>119</b>
<b>4</b>	<b>PLIEGO DE CONDICIONES</b>	<b>121</b>
4.1	<i>NATURALEZA Y OBJETO</i>	121
4.2	<i>DOCUMENTACIÓN DEL CONTRATO DE OBRA</i>	121
4.3	<i>CONDICIONES FACULTATIVAS</i>	121
4.3.1	Delimitación general de funciones técnicas	121
4.3.2	Obligaciones generales del contratista	122
4.3.3	Seguridad en el trabajo	124
4.3.4	Seguridad pública	125
4.3.5	Organización en el trabajo	125
4.3.6	Datos de la obra	125
4.4	<i>CONDICIONES TÉCNICAS</i>	125
4.4.1	Condiciones generales	125
4.4.2	Sistemas generadores fotovoltaicos	127
4.4.3	Inversores	127
4.4.4	Cableado	128
4.4.5	Conexión a red	129
4.4.6	Medidas	129
4.4.7	Protecciones	129
4.4.8	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	129
4.4.9	Armónicos y compatibilidad electromagnética	129
4.4.10	Canalización por bandeja metálica	129
4.4.11	Cuadros eléctricos de distribución	130
<b>5</b>	<b>ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD</b>	<b>133</b>
5.1	<i>OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD</i>	133
5.2	<i>CLASIFICACIÓN DE LA OBRA SEGÚN EL R.D. 1627/97</i>	133
5.3	<i>UNIDADES QUE COMPONEN LA OBRA, EQUIPOS TÉCNICOS Y MEDIOS AUXILIARES</i>	134
5.4	<i>PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES</i>	134
5.4.1	Derechos y obligaciones	135
5.4.2	Servicios de prevención	137
5.4.3	Consulta y participación de los trabajadores	138
5.4.4	Servicios higiénicos	138
5.4.5	Servicios sanitarios	138

5.5	<i>PLAN DE EMERGENCIAS</i>	139
5.6	<i>UNIDADES CONSTRUCTIVAS</i>	139
5.6.1	Trabajos de replanteo topografico	139
5.6.2	Desbroce y limpieza del terreno	140
5.6.3	Excavación de zanjas y pozos	142
5.6.4	Rellenos y compactados	143
5.6.5	Armado de apoyos y tendido de conductores	145
5.6.6	Conexionado de instalaciones electricas	146
5.6.7	Conexionado de instalaciones electricas	147
5.7	<i>EQUIPOS TÉCNICOS</i>	149
5.7.1	Maquinaria de movimiento de tierras	149
5.7.2	Maquinaria de elevacion y transporte	152
5.7.3	Elementos de izado	154
5.7.4	Herramientas eléctricas	155
5.8	<i>MEDIOS AUXILIARES</i>	156
5.8.1	Escaleras de mano	156
5.9	<i>RIESGOS INHERENTES</i>	157
5.9.1	Caidas en altura	157
5.9.2	Trabajos superpuestos	159
5.9.3	Manipulacion manual de cargas	160
5.9.4	Medidas de prevención en trabajos eléctricos	161
5.9.5	Orden y limpieza	164
5.9.6	Equipos de proteccion	165
5.10	<i>RESUMEN DE PRESUPUESTO DE ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD</i>	166
6	<b>PLANOS</b>	169
6.1	<i>PLANOS DEL PROYECTO</i>	169
	<b>Referencias</b>	171
	<b>Anexos</b>	175
	<i>A.1 Comunicación, monitorización y control de la central fotovoltaica</i>	175
	<i>A.2 Tramitación administrativa</i>	188
	<i>B.1 Cálculos de cableado CC</i>	195
	<i>B.2 Cálculos de cableado CA-MT</i>	207
	<i>B.3 Cálculos de cableado CA-Motores de seguimiento solar</i>	211
	<i>C.1 Informe de PVsyst Sistema conectado a red con backtracking</i>	219
	<i>C.2 Informe de PVsyst Sistema conectado a red sin backtracking</i>	220
	<i>D. Fichas técnicas</i>	221
	• <i>Ficha técnica módulo fotovoltaico</i>	221
	• <i>Ficha técnica inversor</i>	221
	• <i>Ficha técnica seguidor solar</i>	221
	• <i>Ficha técnica combiner box</i>	221
	• <i>Ficha técnica power plant controller</i>	221



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1–1. Condiciones nominales de operación	6
Tabla 1–2 Marco retributivo para venta a distribuidor	11
Tabla 1–3 Resumen de la configuración del proyecto	22
Tabla 1–4 Módulo fotovoltaico – TRINA SOLAR TSM-DD14A (II) 340 Wp	23
Tabla 1–5 Resumen del número de módulos fotovoltaicos	25
Tabla 1–6 Seguidor Solar STi H1250	26
Tabla 1–7 Resumen del número de seguidores solares	27
Tabla 1–8 Inversor Sunny Central 2200	29
Tabla 1–9 Resumen del número de inversores	30
Tabla 1–10 Transformador de MT de SMA para inversor SC-2200	31
Tabla 1–11 Resumen del número de bloques de media tensión	32
Tabla 1–12 Estructura de la estación de potencia [9]	32
Tabla 1–13 Resumen del número de estaciones centrales de media tensión	34
Tabla 1–14 String Box SMA	37
Tabla 1–15 Resumen del número de combiner box	38
Tabla 1–16 Características del cable P-Sun 2.0	40
Tabla 1–17 Resumen del número metros del cable P-Sun 2.0	41
Tabla 1–18 Características del cable Afumex Class 1000 V (AS)	42
Tabla 1–19 Resumen del número metros del cable Afumex Class 1000 V (AS)	42
Tabla 1–20 Resumen del número metros del cable para alimentación de motores	42
Tabla 1–21 Características del cable Al Voltane H 12/20 kV	43
Tabla 1–22 Resumen del número metros del cable Al Voltane H para la interconexión de inversores	43
Tabla 1–23 Características de los fusibles gPV 10x38 del fabricante df electrica	46
Tabla 1–24 Resumen del número de fusibles	46
Tabla 1–25 Características del interruptor de corte S5000 DC	47
Tabla 1–26 Resumen del número de dispositivo S5000 DC	47
Tabla 1–27 Características del DG M YPV 1200 FM del fabricante DEHN	48
Tabla 1–28 Resumen del número de dispositivos DG M YPV 1200 FM	48
Tabla 1–29 Interior de la combiner box	49
Tabla 1–30 Estructura del inversor	50
Tabla 1–31 Componentes del inversor	50
Tabla 1–32 Características de los fusibles cuchilla NH del fabricante df electrica	51
Tabla 1–33 Resumen del número de dispositivos fusibles de cuchilla NH	52
Tabla 1–34 Características principales de las celdas de media tensión cgmcosmos-2LP	54
Tabla 1–35 Resumen del número de electrodos y metros de conductor desnudo	55
Tabla 2–1 Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico	65

Tabla 2–1 Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico	66
Tabla 2–2 Tabla resumen de la disposición adoptada en las combiner box	69
Tabla 2–3 Tabla resumen de la puesta a tierra	96
Tabla 2–4 Energía captada por m <sup>2</sup> de los distintos sistemas	102
Tabla 2–5 Tabla resumen del cálculo del rendimiento de temperatura	104
Tabla 2–6 Resumen del PR calculado mes a mes	106
Tabla 2–7 Estimación teórica de la energía producida	106
Tabla 2–8 Tabla resumen del cálculo del rendimiento de temperatura	117

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1 Descripción del efecto fotovoltaico [4]	4
Figura 1-2 Curva característica de una célula solar en condiciones estándar [5]	5
Figura 1-3 Influencia de la irradiancia en la curva de una célula solar [5]	6
Figura 1-4 Influencia de la temperatura en la curva de una célula solar [5]	7
Figura 1-5 Paneles Solares, De izq. a der., panel solar monocristalino, policristalino y amorfo [6]	8
Figura 1-6 Capacidad total instalada en energía solar a nivel mundial [7]	10
Figura 1-7 Capacidad total instalada de todas las tecnologías renovables a nivel mundial [7]	10
Figura 1-8 Evolución de la capacidad instalada acumulada en energía solar fotovoltaica en España [7]	12
Figura 1-9 Evolución de la potencia instalada fotovoltaica (MW) en Extremadura entre 2006 y 2017 [8]	13
Figura 1-10 Esquema simplificado de una instalación solar fotovoltaica conectada a red [6]	14
Figura 1-11 Componentes de un módulo fotovoltaico [6]	15
Figura 1-12 Inversor Fotovoltaico de conexión a red [9]	16
Figura 1-13 Estructura soporte fija [6]	17
Figura 1-14 Seguidor solar de un solo eje [6]	17
Figura 1-15 Seguidor solar de dos ejes [6]	18
Figura 1-16 Imagen del plano de situación de la central fotovoltaica proyectada	19
Figura 1-17 Imagen posterior y frontal del módulo solar TSM-DD14A (II) 340Wp [10]	24
Figura 1-18 Seguidores Solares Sti H1250 [11]	25
Figura 1-19 Esquema Seguidor Sti H1250 [11]	26
Figura 1-20 Arriba: Seguimiento Sin backtracking. Abajo: Seguimiento con backtracking [6]	27
Figura 1-21 Inversor Sunny Central 2200 [9]	28
Figura 1-22 Comportamiento del inversor SC 2200 SMA frente a la temperatura [9]	28
Figura 1-23 Esquema de instalaciones de la integración del Inversor [9]	30
Figura 1-24 Transformador elevador de media tensión de SMA [9]	31
Figura 1-25 Estación central de media tensión [9]	32
Figura 1-26 Estructura de la estación central de media tensión [9]	33
Figura 1-27 Estación meteorológica [12]	35
Figura 1-28 Combiner box [9]	36
Figura 1-29 Disposición ejemplo de las cajas de concentración de series [9]	36
Figura 1-30 Tipos de protección de los ramales [9]	38
Figura 1-31 Instalación tipo de un parque solar fotovoltaico [6]	39
Figura 1-32 Cable P-Sun 2.0 [13]	40
Figura 1-33 Conectores MC4 macho y hembra [6]	41
Figura 1-34 Cable Afumex Class 1000 V [13]	41
Figura 1-35 Cable Al Voltane H 12/20 kV [13]	43
Figura 1-36 Cable de aluminio desnudo con alma de acero [6]	44



Figura 1-37 Fusible calibrados [14]	45
Figura 1-38 Interruptor de corte de hasta 400 A / 1000 V [15]	46
Figura 1-39 DG M YPV 1200 FM [16]	48
Figura 1-40 Interior de la combiner box [9]	49
Figura 1-41 Vista exterior del inversor Sunny Central 2200 [9]	50
Figura 1-42 Interior del inversor Sunny Central (Protecciones) [9]	50
Figura 1-43 Fusibles de cuchilla NH [14]	51
Figura 1-44 Protecciones del Inversor	52
Figura 1-45 Esquema celda cgmcosmos-2LP (RMU) [17]	53
Figura 1-46 Celda cgmcosmos-2LP [17]	54
Figura 1-47 Instalación de puesta a tierra	55
Figura 1-48 Zanja con tubos corrugados [6]	57
Figura 1-49 Vallado perimetral [6]	58
Figura 2-1 Comparativa de ganancia global con respecto al plano horizontal	67
Figura 2-2 Comparativa de pérdidas debido al sombreado de paneles	68
Figura 2-3 Comparativa de energía inyecta a la red	69
Figura 2-4 Factor de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 40°C	73
Figura 2-5 Factor de corrección por agrupamiento de circuitos	73
Figura 2-6 Factor de corrección por capa	73
Figura 2-7 Agrupación adecuada de conductores en instalaciones fotovoltaicas	74
Figura 2-8 Intensidades admisibles según el método de instalación para cobre y aluminio	75
Figura 2-9 Factor de corrección para temperaturas del terreno	77
Figura 2-10 Factor de corrección para circuitos de cables enterrados bajo tubo	77
Figura 2-11 Intensidades admisible según método de instalación enterrado para cobre y aluminio	78
Figura 2-12 Esquema de tres estaciones de media tensión en serie	79
Figura 2-13 Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados	80
Figura 2-14 Intensidad máxima admisible para cable de MT Voltalene	81
Figura 2-15 Valores de resistencia para cable de MT Voltalene	82
Figura 2-16 Valores de reactancia para cable de MT Voltalene	82
Figura 2-17 Diagrama de representación de los tramos a calcular	84
Figura 2-18 Intensidades admisible según método de instalación enterrado para cobre y aluminio	85
Figura 2-19 Resultados del cálculo de cableado de motores auxiliares	86
Figura 2-20 Tabla de valores k para conductores	89
Figura 2-21 Valores de sobretensiones por probabilidad de ocurrencia	90
Figura 2-22 Protecciones del inversor	93
Figura 2-23 Método Wenner [6]	94
Figura 2-24 Valores de resistividad según el MIE-RAT-13	95
Figura 2-25 Cuadrícula de una puesta a tierra general	95
Figura 2-26 Circuito para el cálculo de la tensión de contacto	97

Figura 2-27 Circuito para el cálculo de la tensión de paso	98
Figura 2-28 Valores de tensión de contacto admisible máxima	99
Figura 2-29 Comparación de los niveles de irradiación mensual captados por superficie horizontal, inclinada óptima y montada sobre seguimiento solar	102
Figura 2-30 Ventana principal del programa PVsyst	107
Figura 2-31 Ventana base de datos	107
Figura 2-32 Ventana de importación de datos de clima	108
Figura 2-33 Ventana de base de datos	109
Figura 2-34 Definición del módulo fotovoltaico TRINA SOLAR 340 Wp	109
Figura 2-35 Definición de inversor SMA Sunny central 2200 SC	110
Figura 2-36 Selección de pestaña en la ventana principal	110
Figura 2-37 Ventana del módulo conectado a red del proyecto	111
Figura 2-38 Ventana de orientación	112
Figura 2-39 Ventana de sistema	113
Figura 2-40 Subsistema diseñado en construcción y perspectiva	114
Figura 2-41 Tabla de factor sombreado subsistema sin backtracking	115
Figura 2-42 Tabla de factor sombreado subsistema con backtracking	115
Figura 2-43 Diagramas de pérdidas sistema con y sin backtracking respectivamente	117
Figura 0-1 Cable rj45 [6]	176
Figura 0-2 Cable de fibra óptica [6]	177
Figura 0-3 Esquema completo de las comunicaciones [9]	178
Figura 0-4 Topología de red [9]	179
Figura 0-5 Posibilidades de comunicación para la combiner box [9]	180
Figura 0-6 Sunny Central Communication Controller [9]	181
Figura 0-7 Esquema de gestión de red [9]	182
Figura 0-8 Power plant controller [9]	182
Figura 0-9 Características técnicas del PPC [9]	184
Figura 0-10 Conjunto de protocolos TCP/IP [9]	185
Figura 0-11 Movimiento de la información desde la aplicación remitente hasta el sistema principal destinatario	185
Figura 0-12 Movimiento de la información desde la red al remitente	186
Figura 0-13 Comunicación general de los sistemas	186
Figura 0-14 Topología de la planta desde el punto de vista del protocolo Modbus	187





# 1 MEMORIA DESCRIPTIVA

---

*“El comienzo en la parte más importante de la obra”.*

*- Platón -*

## 1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es realizar el diseño de una planta solar fotovoltaica conectada a red en la provincia de Badajoz de 52,8 MW, este documento pretende llevar a cabo un estudio de la energía solar fotovoltaica a gran escala (> 50 MW) e ilustrar el panorama fotovoltaico actual, así como definir cada una de las instalaciones que formaran parte de la central fotovoltaica de acuerdo a la normativa vigente para un posterior montaje y puesta en servicio. De esta manera el lector será capaz de conocer el desarrollo completo de la solución final seleccionada, desde el comienzo del proyecto hasta el diseño final de la instalación pasando por todas las partes implicadas.

El sistema fotovoltaico conectado a red diseñado para la instalación de este proyecto estará compuesto por un total de 175104 paneles fotovoltaicos de 340 Wp cada uno, agrupados de tal forma que la suma de la potencia pico del total de los paneles es 59.53 MWp separados en 24 subsistemas de una potencia pico de 2,48 MWp, los cuales serán instalados mediante una estructura de seguimiento solar de un solo eje horizontal.

Las razones que nos han llevado a ejecutar este proyecto son principalmente por:

1. La necesidad actual de invertir en las energías renovables y en especial en la energía solar fotovoltaica como sustituto al uso de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica. Además la creciente subida del precio de la electricidad en España actualmente requiere que se invierta en este tipo de tecnología para reducir en la medida de lo posible el precio al alza de la electricidad en los últimos años y contribuir así no solo con la reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> sino también con un parque generador español lo más renovable cumpliendo así con objetivos europeos marcado en las cumbres de medio ambiente europeas de 2020, que consiste en:
  1. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% (30% si se alcanza un acuerdo internacional).
  2. Ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética, además, en cada país el 10% de las necesidades del transporte deberán cubrirse mediante biocombustibles.
  3. Promover las energías renovables hasta el 20%.

***“El objetivo del 20/20/20 para 2020 es llevar a Europa hacia el camino del futuro sostenible, con una economía que genere pocas emisiones de carbono y consuma menos energía”.***

2. El presente documento pretenderá reflejar el esfuerzo y dedicación al tema de interés seleccionado y que justifique los conocimientos, capacidades y competencias adquiridos en la titulación con el fin de adquirir la titulación de Master en Ingeniería Industrial

## 1.2 AGENTES INTERVINIENTES DEL PROYECTO

Los agentes intervinientes de manera general en este tipo de proyectos son:

### Promotor

Sera considerado promotor cualquier persona, física o jurídica, pública o privada, que, individual o

colectivamente, decide, impulsa, programa y financia, con recursos propios o ajenos, las obras de edificación para sí o para su posterior enajenación, entrega o cesión a terceros bajo cualquier título.

Se redacta el presente proyecto a petición de:

- PROMOTOR: ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA
- DIRECCIÓN: CAMINO DE LOS DESCUBRIMIENTOS S/N. 41092 SEVILLA

#### Proyectista

El proyectista es el agente que, por encargo del promotor y con sujeción a la normativa técnica y urbanística correspondiente, redacta el proyecto. Podrán redactar proyectos parciales del proyecto, o partes que lo complementen, otros técnicos, de forma coordinada con el autor de éste.

El presente proyecto ha sido redactado por:

- PROYECTISTA: FRANCISCO JAVIER BECERRA VALENZUELA DNI-80071322-L
- TITULACIÓN: INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL. N°COLEGIADO 2278 COPITIBA
- DIRECCION: C/GODOFREDO ORTEGA MUÑOZ N°76 BADAJOZ

#### Constructor

Es el agente que asume, contractualmente ante el promotor, el compromiso de ejecutar con medios humanos y materiales, propios o ajenos, las obras o parte de las mismas con sujeción al proyecto y al contrato.

- CONSTRUCTOR: INSTALACIONES FOTOVOLTAICA SEVILLA S.A. (FICTICIA)

#### Director de Obra

El director de obra es el agente que, formando parte de la dirección facultativa, dirige el desarrollo de la obra en los aspectos técnicos, estéticos, urbanísticos y medioambientales, de conformidad con el proyecto que la define, la licencia de edificación y demás autorizaciones preceptivas y las condiciones del contrato, con el objeto de asegurar su adecuación al fin propuesto.

- DIRECTOR DE OBRA: FRANCISCO JAVIER BECERRA VALENZUELA DNI-80071322-L

#### Director de ejecución de la Obra

Es el agente que, formando parte de la dirección facultativa, asume la función técnica de dirigir la ejecución material de la obra y de controlar cualitativa y cuantitativamente la construcción y la calidad de lo edificado.

- DIRECTOR DE EJECUCIÓN DE LA OBRA: JOSE LUIS GARCIA GUTIERREZ DNI-80013445-U (FICTICIO)

## **1.3 INTRODUCCION A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

[1]La energía solar es una energía renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. La radiación solar que alcanza la Tierra ha sido aprovechada por el ser humano desde la Antigüedad, mediante diferentes tecnologías que han ido evolucionando a lo largo del tiempo. Hoy en día, el calor y la luz del Sol puede aprovecharse por medio de diversos captadores como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica. Es una de las llamadas energías renovables o energías limpias que podrían sustituir al uso de los combustibles fósiles para producir electricidad y ayudar a resolver algunos de los problemas más urgentes que afronta la humanidad debido al cambio climático.

[2]La energía solar fotovoltaica transforma de manera directa la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico, con la cual al incidir la radiación del sol sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica (que conforman los paneles) se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras que hace que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica.

[3]Si nos remontamos a la historia, el efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 cuando tenía sólo 19 años. Becquerel estaba experimentando con una pila electrolítica con

electrodos de platino cuando comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol. Durante el siguiente siglo se llevaron a cabo varios experimentos, pero la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica, aunque se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles.

[3]La posibilidad de una aplicación práctica del fenómeno no llegó hasta 1953 cuando Gerald Pearson de Bell Laboratories, mientras experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquiera hecha de selenio. A partir de este descubrimiento, otros dos científicos también de Bell Laboratories, Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas de ellas. De esta manera empezaba la carrera de las placas fotovoltaicas como proveedoras de energía.

[3]Pese a los avances técnicos alcanzados en el aumento del rendimiento de las células, los costes eran excesivamente altos y limitaban enormemente su aplicación práctica. Mientras que en 1956 el coste del vatio de electricidad producido por centrales convencionales rondaba los 50 céntimos de dólar, el producido por paneles fotovoltaicos llegaba a los 300 dólares lo que descartaba el uso de esta tecnología como suministrador de grandes cantidades de electricidad.

[3]Por fortuna se encontró una aplicación ideal para el estado del desarrollo de los paneles solares fotovoltaicos en aquel momento, la alimentación del equipo de los satélites espaciales en la incipiente carrera espacial. El costo no fue un factor limitante ya que los recursos dedicados en la carrera del espacio eran enormes. Primaba la capacidad de proveer energía eléctrica de manera fiable en áreas de muy difícil acceso, en eso la energía solar fotovoltaica resultaba muy competitiva. Fue a partir del uso en los satélites, se demostró su gran eficacia cuando se dio un enorme impulso para la industria fotovoltaica. Sin lugar a dudas la carrera espacial tal como la conocemos no hubiera sido posible sin la existencia de los paneles solares fotovoltaicos. De la misma manera, se puede afirmar que el actual desarrollo de los paneles solares fotovoltaicos y su importante proyección de futuro hubieran sido muy difíciles sin el impulso que le dio la carrera espacial.

En la década de los 90 y en los primeros años del siglo XXI las células fotovoltaicas han experimentado un continuo descenso en su coste junto con una ligera mejora de su eficiencia. Estos factores unidos al apoyo por parte de algunos gobiernos hacia esta tecnología ha provocado un espectacular impulso de la energía solar fotovoltaica en los últimos años. Actualmente, el uso de la energía solar está sufriendo su mayor evolución como comprobaremos en el capítulo de desarrollo de la energía solar fotovoltaica ya que las potencias mundiales del mundo apuestan por ella como futura principal fuente de energía renovable.

### 1.3.1 Efecto fotovoltaico

Como se mencionó en el apartado anterior, la energía que transformamos en energía eléctrica procede de la transformación de la radiación solar que alcanza la tierra, el dispositivo que lleva a cabo esta transformación se denomina célula solar. Al proceso por el cual se produce esta transformación se le denomina efecto fotovoltaico y se puede producir tanto en sólidos, líquidos y gases. Según varios estudios realizados, en la actualidad las mejores eficiencias y rendimientos son logradas en los materiales sólidos, donde el silicio destaca como elemento más usado para la producción de energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico

[4]Este efecto fotovoltaico se inicia cuando un fotón, el cual es una partícula de luz radiante, impacta con un electrón de la última orbita de un átomo de silicio. Este último electrón es conocido como electrón de valencia y recibe la energía con la que viajaba el fotón. Si la energía que adquiere el electrón supera la fuerza de atracción del núcleo (energía de valencia), este sale de su órbita y queda libre del átomo y, por tanto, puede viajar a través del material. En este momento, diríamos que el silicio se ha hecho conductor (banda de conducción) y, para hacer esto, hace falta que la fuerza de impacto de un fotón sea, como mínimo, de 1,2 eV. En la Figura 1-1 se representa este proceso de forma esquemática.

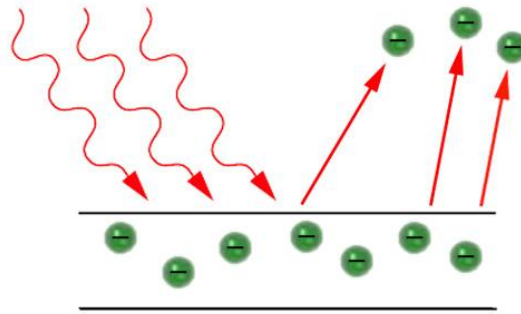


Figura 1-1 Descripción del efecto fotovoltaico [4]

[4]Cada electrón liberado deja atrás un agujero, o espacio libre, hasta que lo ocupe un electrón que ha saltado de otro átomo. Estos movimientos de los electrones liberados o de los espacios que dejan atrás es lo que se llaman cargas eléctricas, cuyo flujo continuo producirá la corriente eléctrica.

Para terminar debemos destacar que no todos los fotones alcanzan el objetivo de separar electrones, debido a que el trabajo de atravesar el material implica siempre una cierta pérdida de energía cinética. Esta pérdida energética implica que en el momento de la colisión algunos fotones ya han perdido demasiada energía para desplazar un electrón por diferentes factores asociados a las propiedades del material. Asimismo, hay un porcentaje de fotones que llegan a atravesar la lámina de semiconductor sin toparse con ningún electrón y de otros que iluminan la superficie del material y son reflejados (pérdidas por reflexión).

### 1.3.2 Célula solar o célula fotovoltaica

La célula solar es el dispositivo encargado de llevar a cabo el efecto fotovoltaico descrito en el apartado anterior y cuyas curvas de funcionamiento procedemos a explicar a continuación:

#### 1.3.2.1 Curva característica de una célula fotovoltaica y parámetros asociados [5]

La representación más útil que podemos obtener del comportamiento eléctrico de una célula solar la proporciona su curva característica, que contiene los posibles puntos de trabajo en intensidad y tensión para un determinado valor de la radiación incidente y la temperatura de la célula a la que está sometida.

Para facilitar la comparación de distintas células o módulos fotovoltaicos entre sí se fijan unas condiciones climáticas de referencia, denominadas “condiciones estándar o STC”, establecidas por la norma ICE 60904, que consisten en:

1. Nivel de irradiancia  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ .
2. Temperatura de la célula que se sitúa en los  $25^\circ\text{C}$ , con una tolerancia de  $\pm 2^\circ$ .
3. Espectro de radiación definido (distribución espectral de un nivel de radiación de referencia según IEC 60904-3) con una masa de aire,  $AM = 1.5$ .

La curva característica de una célula solar como observamos en la Figura 1-2 viene principalmente determinada por la posición de tres puntos:

1. Punto de máxima potencia, P.M.P: Es el punto de la curva en el que la célula produce la máxima cantidad de potencia. Le corresponde una intensidad  $I_{mp}$ , una tensión  $U_{mp}$  y un valor de potencia  $P_{mp}$ . La máxima potencia que obtiene la célula solar en condiciones estándar se la conoce con el nombre de “potencia pico” y su unidad es el watio pico (Wp).
2. Intensidad de cortocircuito  $I_{cc}$ : Es la intensidad que genera la célula cuando la tensión a la que se somete es nula. Suele tener un valor entre un 5% y un 15% mayor que la intensidad en el punto de máxima potencia,  $I_{mp}$ .
3. Tensión de circuito abierto,  $U_{co}$ : Es la tensión a la cual la célula no produce intensidad o corriente



eléctrica.

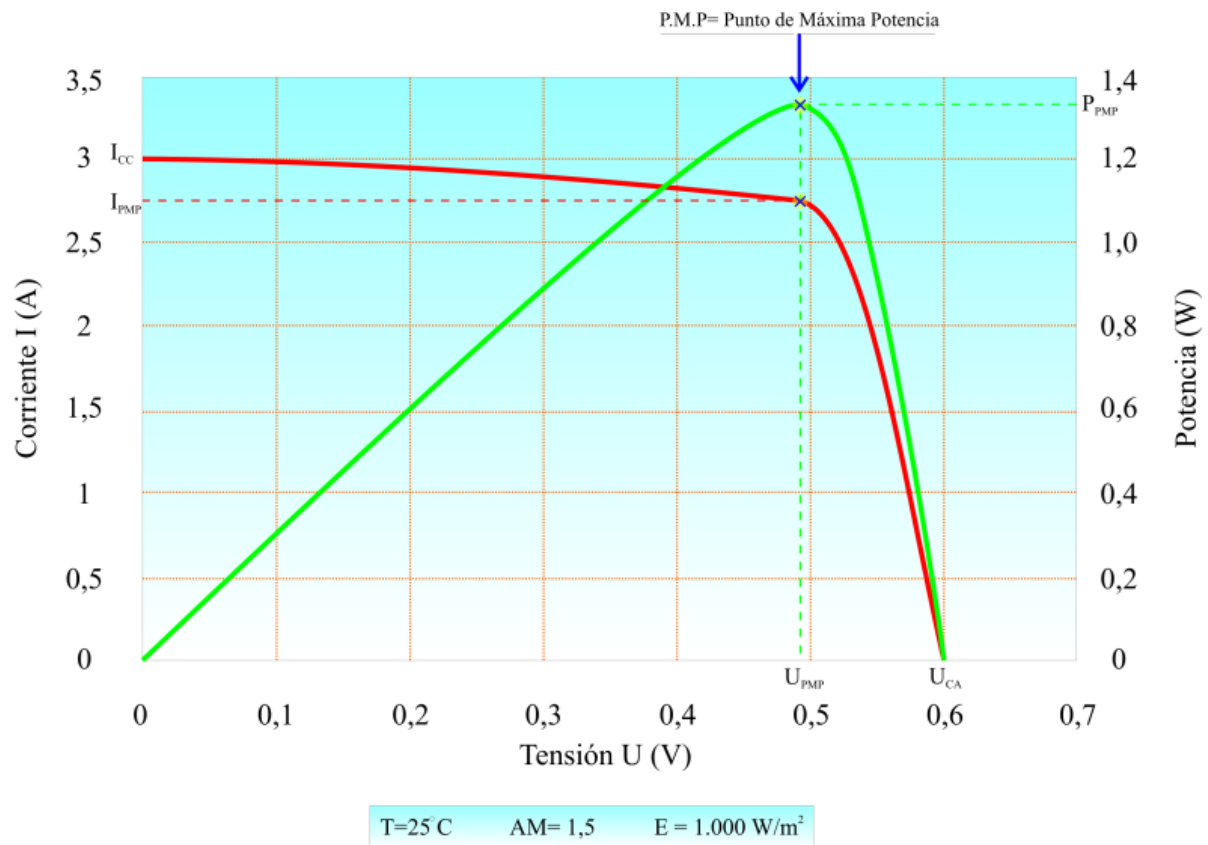


Figura 1-2 Curva característica de una célula solar en condiciones estándar [5]

#### Potencia pico:

Es la potencia que produciría una célula solar (o módulo fotovoltaico) si se expone a condiciones estándar y se hace funcionar a la tensión de máxima potencia. Da una idea de la potencia máxima que se puede extraer de una célula o módulo fotovoltaico.

Un parámetro asociado a este concepto es el de *tolerancia*, que indica la variación máxima (inferior o superior) que puede existir en la potencia pico de un módulo concreto respecto a los datos que aparecen en el catálogo general del módulo del mismo modelo. Interesa que sea lo menor posible y valores frecuentes son  $\pm 5\%$  ó  $\pm 3\%$ .

#### Factor de forma (FF):

Es una medida de lo cuadrada que es la curva característica de las células solares. Se define como el cociente entre la máxima potencia en condiciones estándar y de la intensidad de cortocircuito y dicho cociente por la tensión de circuito abierto en condiciones estándar:

$$FF = \frac{P_{mp}}{I_{cc}} * U_{ca} \quad (1-1)$$

#### Temperatura nominal de la célula TONC

Para caracterizar térmicamente una célula se emplea un parámetro denominado “temperatura de operación nominal de la célula”, *TONC*. Indica la temperatura que alcanza la célula al estar expuesta a las siguientes condiciones, definidas como “condiciones nominales de operación”:

Tabla 1–1. Condiciones nominales de operación

PARAMETROS	VALOR
Irradiancia	800 W/m <sup>2</sup>
Distribución espectral	AM 1.5
Incidencia	Normal
Temperatura ambiente	20°C
Velocidad del viento	1 m/s

Normalmente es proporcionada por el fabricante en la hoja de características del panel fotovoltaico y varía entre 41 y 48 °C.

### 1.3.2.2 Influencia de la irradiancia en la curva característica [5]

La intensidad de cortocircuito que genera una célula solar aumenta proporcionalmente con la irradiancia. Si se toma como referencia el valor de la intensidad de cortocircuito para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>,  $I_{cc}$  (1000W/m<sup>2</sup>), la intensidad de cortocircuito para otro nivel de irradiancia  $E$ ,  $I_{cc}$ , viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc}(E) = \frac{E}{1000} * I_{cc} \left( 1000 \frac{W}{m^2} \right) \quad (1-2)$$

En la Figura 1-3 podemos observar la influencia de la irradiancia a temperatura constante en la tensión de circuito abierto de una célula solar. En dicha figura se comprueba que una disminución brusca de la irradiancia provoca una leve disminución en la tensión, en consecuencia, al aumentar la irradiancia a temperatura constante se consigue un aumento del rendimiento de la célula, ya que aumenta ligeramente la tensión.

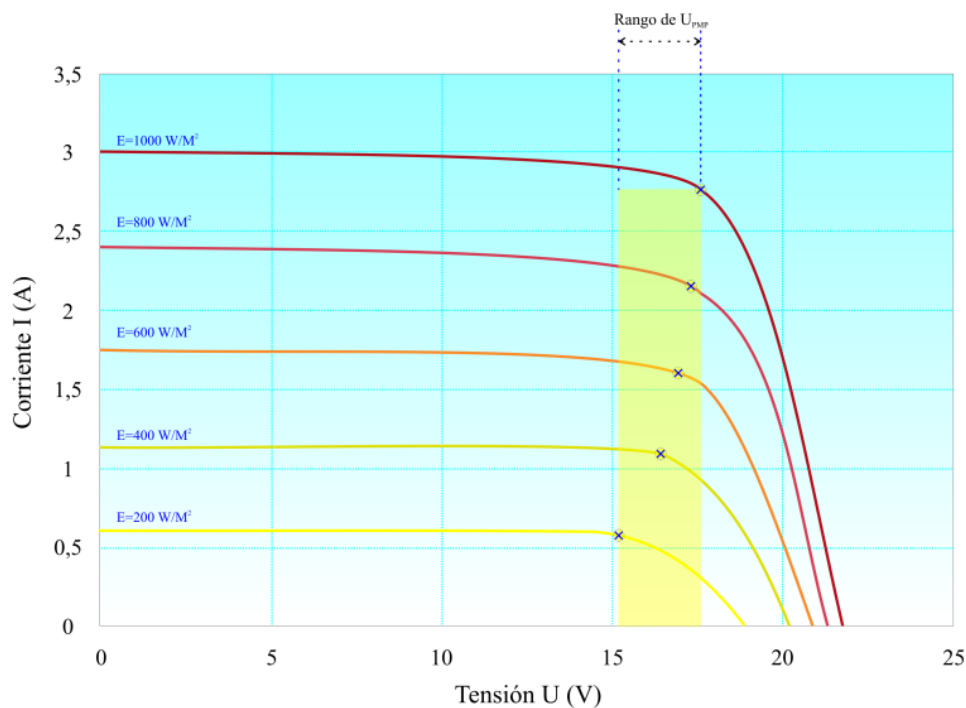


Figura 1-3 Influencia de la irradiancia en la curva de una célula solar [5]

### 1.3.2.3 Influencia de la temperatura en la curva característica [5]

Suponiendo que la irradiancia permanece constante, al aumentar la temperatura de una célula se produce una disminución de la tensión de máxima potencia en la célula sin aumentar prácticamente la intensidad en dicho punto. En consecuencia, la potencia máxima que produce disminuye.

La intensidad de cortocircuito, por el contrario, aumenta muy ligeramente al aumentar la temperatura de la célula. Este aumento se puede expresar a través del coeficiente,  $\alpha$  tomando como referencia el valor de para una temperatura de célula de 25°C, mediante la siguiente relación lineal:

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(25^{\circ}\text{C}) + \alpha * (T_{\text{célula}} - 25^{\circ}) \quad (1-3)$$

Un valor típico para células de silicio monocristalino de 100 cm<sup>2</sup> es:  $\alpha = 1.5 \text{ mA/}^{\circ}\text{C}$

La tensión de circuito abierto disminuye significativamente con el aumento de la temperatura de la célula, según la siguiente relación:

$$U_{ca}(T) = U_{ca}(25^{\circ}\text{C}) + \beta * (T_{\text{célula}} - 25^{\circ}) \quad (1-4)$$

Para células de silicio tiene un valor aproximadamente de  $-2.3 \text{ mV/}^{\circ}\text{C} \cdot \text{célula}$  en serie.

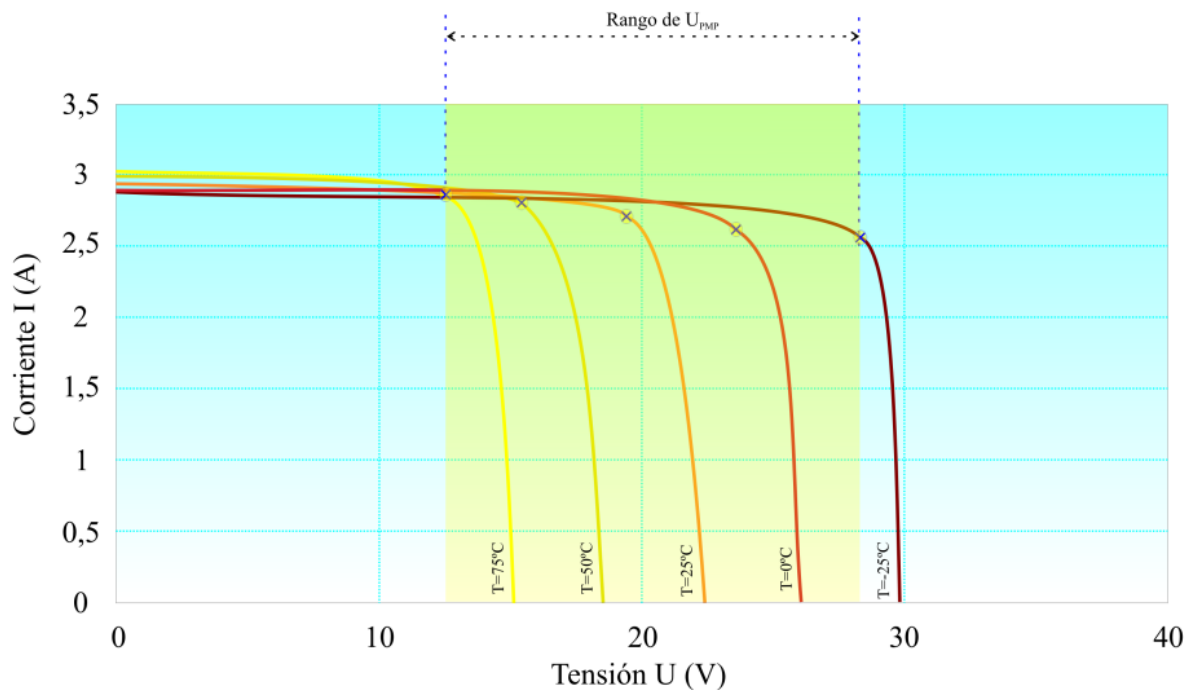


Figura 1-4 Influencia de la temperatura en la curva de una célula solar [5]

### 1.3.2.4 Tipos de células solares

Para la fabricación de células solares encontramos una gran cantidad de materiales, donde entre los más comunes se encuentran el silicio, el germanio y el selenio. Las células más utilizadas para la conversión de energía solar en energía eléctrica son las de silicio monocristalino y policristalino. Dependiendo del tratamiento que se le da al silicio puro en su cristalización se obtienen células de silicio monocristalino, policristalino o amorfo.

#### Células de silicio monocristalino

Son aquellas obtenidas a partir de un único cristal de silicio puro, su proceso de fabricación es bastante complejo y tiene un elevado coste tanto en energía como en tiempo. Sin embargo sus módulos fabricados consiguen altos rendimientos y alta durabilidad.

Los módulos comerciales de este tipo, tiene un rendimiento entre el (13-17%).

### Células de silicio policristalino

Son otro tipo de células, que se construyen básicamente con silicio mezclado con arsenio y galio o boro en forma de agregado de materiales. Tienen un rendimiento y durabilidad inferior a las anteriores pero son mucho más fáciles de fabricar ofreciendo así una mejor relación calidad-precio. Habitualmente se instalan en lugares donde el panel tenga muchas posibilidades de romperse como es la alta montaña, desiertos, etc. antes de que se hagan inservibles por la durabilidad (entre 20 y 30 años).

Los módulos comerciales de este tipo, tiene un rendimiento del orden del 13 %.

### Células de silicio amorfo

El silicio amorfo tiene una red cristalina desordenada. Son el tipo de células con el proceso de fabricación más sencillo y barato, ofreciendo así menos durabilidad y rendimiento. Se construyen a base de evaporar sobre un cristal el material semiconductor o foto-reactivo en una cámara de efluvios y colocando el par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes. Se usan en calculadoras y aparatos de bajo consumo.

Los módulos comerciales de este tipo, tiene un rendimiento entre el (6-8%).

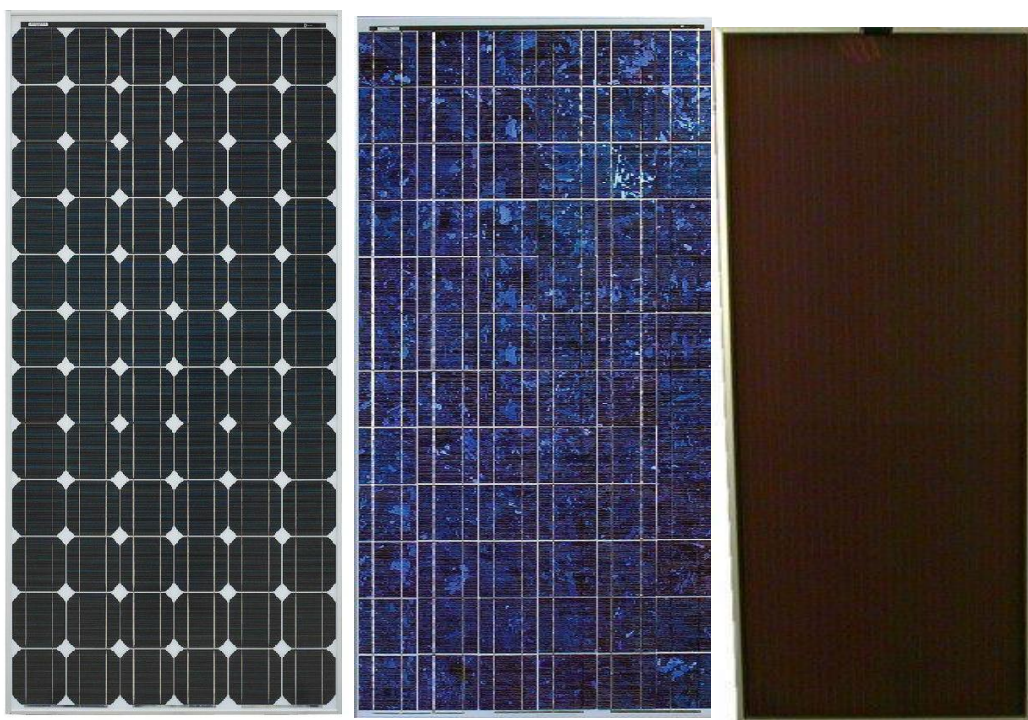


Figura 1-5 Paneles Solares, De izq. a der., panel solar monocristalino, policristalino y amorfo [6]

### **1.3.3 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas**

#### Ventajas

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo si la comparamos con las fuentes no renovables, las ventajas son bastante claras:

Entre las ventajas ambientales encontramos:

- No es contaminante con el medio ambiente.
- Tras la instalación no genera residuos ni consume combustibles fósiles.
- Es una fuente inagotable de energía segura y silenciosa.

Entre las ventajas socioeconómicas encontramos:

- La instalación más simple tiene una alta fiabilidad y disponibilidad operativa excelente. Además de una gran vida útil (Los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil garantizada de 25 años).
- Permite la desconexión de los países productores de combustibles fósiles.
- Es perfecta para instalaciones remotas y aisladas donde no llega la electricidad.

### Inconvenientes

Los inconvenientes principales de una instalación fotovoltaica son:

- El impacto visual y ambiental del parque solar fotovoltaico los cuales suelen ocupar grandes superficies de captación.
- La producción de energía solar queda sujeta a la captación de la energía solar y su grado de irradiación.
- El coste de las instalaciones es elevado y requiere una gran inversión inicial, su periodo de amortización es elevado, al menos de unos 10 años, sin embargo en los últimos años, estos periodos de amortización se han ido reduciendo por la reducción del coste de los elementos que constituyen la instalación fotovoltaica.
- El rendimiento de la instalación es bastante bajo, debido a la baja eficiencia de los paneles solares.
- La legalización de una instalación fotovoltaica actual requiere una gran cantidad de tiempo por parte de las administraciones y las compañías eléctricas.

## **1.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

En los siguientes apartados se analizará como ha sido el desarrollo de la energía solar fotovoltaica a partir de las potencias instaladas en MW tanto a nivel mundial como en España y por último en Extremadura.

### **1.4.1 Situación y desarrollo de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial**

Para llevar a cabo un estudio exhaustivo de cómo se ha desarrollado la energía fotovoltaica durante los últimos años, accederemos a la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA sus siglas en inglés), la cual nos arroja una gran información sobre como la energía solar es imparable y podría solucionar la demanda de energía eléctrica a nivel mundial.

En la Figura 1-6 observamos el crecimiento acumulativo de la capacidad instalada de la energía fotovoltaica a nivel mundial desde el año 2001, se observa claramente como la energía fotovoltaica en los últimos años ha ido creciendo sin parar.

En datos esto supone que en el año 2001 solo se instaló en todo el mundo 289 MW, mientras que en los años 2007 y 2008 se instalaron 2.607 MW y 5.990 MW, de los cuales un gran porcentaje pertenecían a la potencia instalada esos años en España, la cual se puso primera a nivel mundial en esta tecnología durante esos años. Finalmente si analizamos los últimos dos años se han instalado un total de 72528 y 93752 MW correspondiente a 2016 y 2017, lo que supone una diferencia abismal con respecto al año 2001.

La visión de estos datos, nos permite confirmar que la apuesta por la energía fotovoltaica en el mundo es clara y que actualmente las principales potencias del mundo apuestan por ella, ya que países como China, instaló en el año 2017, 53077 MW mientras que Estados Unidos de América instaló 8173 MW.

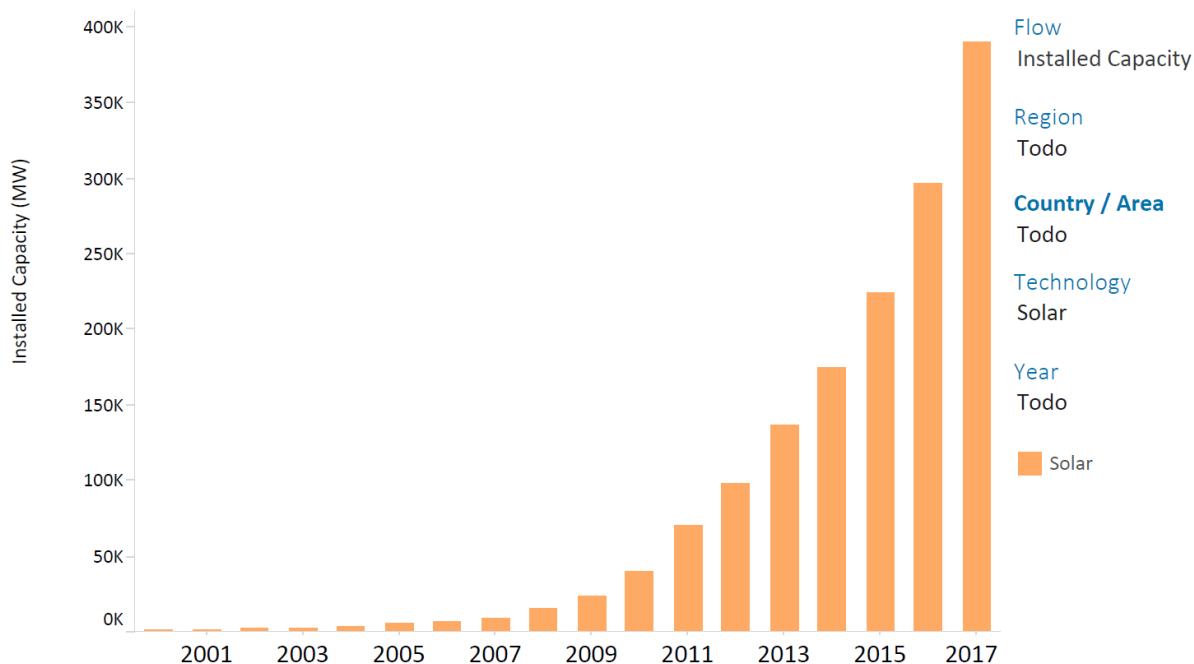


Figura 1-6 Capacidad total instalada en energía solar a nivel mundial [7]

Si realizamos ahora una visión global de todas las energías renovables para realizar una comparación entre ellas, podemos ver en la Figura 1-7, como todas las energías renovables siguen creciendo en potencia instalada, siendo en los últimos años la energía solar y eólica las que han obtenido un mayor crecimiento.

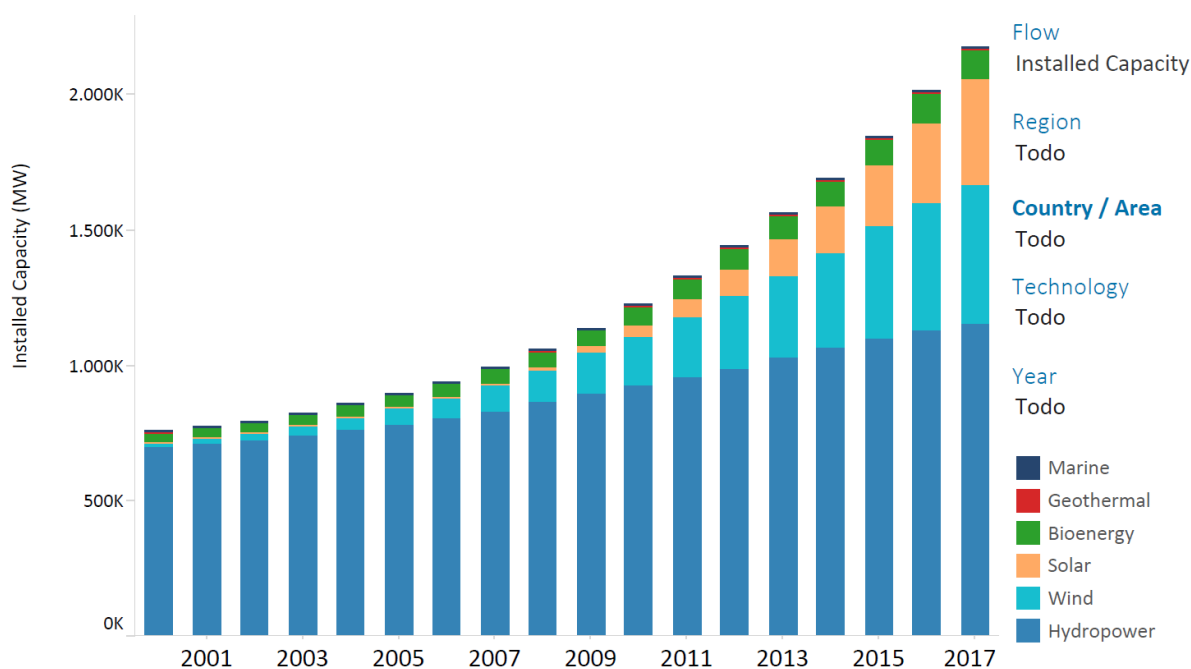


Figura 1-7 Capacidad total instalada de todas las tecnologías renovables a nivel mundial [7]

#### 1.4.2 Situación y desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España

En nuestro país, desde el año 2004 se comenzaron a realizar las primeras centrales fotovoltaicas debido a la aprobación del Real Decreto 436/2004, el cuál establecía el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial donde el gobierno realizaba una apuesta firme por la producción de energía eléctrica con energías renovables, entre ellas la energía solar fotovoltaica.

El objeto principal de este Real Decreto era el establecimiento de dos formas de comercializar la energía eléctrica

producida con fuentes renovables

- 1- Venta a distribuidor, a precios establecidos por una tarifa regulada (% que se aplica a tarifa media o de referencia establecida anualmente: 7,2072 c€/kWh para 2004)

Tabla 1–2 Marco retributivo para venta a distribuidor

<b>Retribución</b>	<b>Potencia de Instalación</b>	<b>% sobre tarifa de referencia</b>	<b>Periodo de aplicación</b>
Tarifa regulada	$P \leq 100\text{kW}$	575 %	Desde año 1 hasta 25
		460 %	Desde año 26
	$P \geq 100\text{kW}$	300 %	Desde año 1 hasta 25
		240 %	Desde año 26

- 2- Venta en mercado, que suponía percibir, además del precio libremente negociado, una prima y un incentivo por la venta a través de este canal.

<b>Potencia de Instalación</b>	<b>Retribución</b>	<b>% sobre tarifa de referencia</b>	<b>Periodo de aplicación</b>
$P \geq 100\text{kW}$	Prima	250 %	Desde año 1 hasta 25
		200 %	Desde año 26
	Incentivo	10 %	Desde año 1 hasta 25

A continuación fue aprobado el Real Decreto 661/2007, que regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y derogaba el Real Decreto anterior pero mantenía el mismo esquema con algunas diferencias, además establecía un periodo transitorio del régimen de ayudas de 30 años desde la puesta en servicio hasta la eliminación de las primas y tarifas reguladas.

Esta apuesta firme por parte del gobierno por las energías renovables provocó el “boom” de instalaciones de energía fotovoltaica del año 2007 y 2008. Tras este “boom” fue necesario aprobar el Real Decreto 1578/2008 para reformar el sistema retributivo de las instalaciones de energía fotovoltaica, cortando en seco con las primas, puesto que el sistema tarifario que tenían las energías renovables estaba demasiado primado y establecer un nuevo sistema retributivo que garantizase la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico fue necesario.

Si accedemos a los datos de la evolución de la potencia instalada año a año en España que se muestra en la Figura 1-8. En dicha figura podemos observar como en el año 2007 y 2008 en España se instalaron 570 MW y 2650 MW respectivamente, lo cual supuso el “boom” de la energía solar fotovoltaica como ya hemos comentado por lo que si nos fijamos en años anteriores la potencia instalada en España para el año 2005 y 2006 fue solo de 23 MW y 109 MW.

Tras la entrada en vigor de la moratoria de la energía solar fotovoltaica, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica cayó en picado en el año 2009 con solo 99 MW. Posteriormente se han aprobado distintas normas destinadas a recortar de manera retroactiva de las primas a las energías renovables, lo que ha supuesto la aplicación de una auténtica moratoria a estas fuentes de energía, con el pretexto de reducir el déficit de tarifa del sector eléctrico. El freno al sector fotovoltaico ha llegado hasta el punto de que mientras que en 2015, en el mundo se instalaron 47.403 MW, (en los países de nuestro entorno, 4.000 MW en Gran Bretaña, 1.400 MW Alemania, 1.100 MW Francia); en España sólo se añadieron 69 MW.



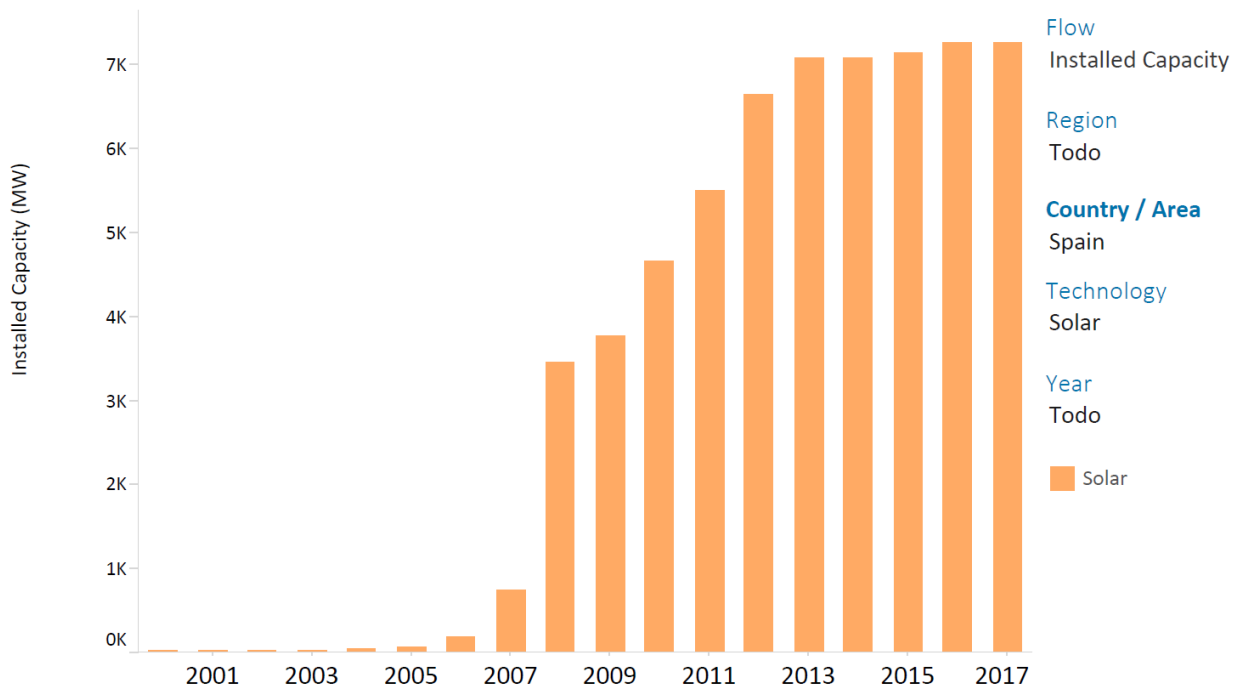


Figura 1-8 Evolución de la capacidad instalada acumulada en energía solar fotovoltaica en España [7]

En el año 2015 fue aprobado el real decreto 900/2015 que supuso otra limitación más al fomento de la energía solar fotovoltaica, en este caso para el autoconsumo. Como resumen de este real decreto podemos decir que supuso un freno al autoconsumo y no su fomento como debería según la marca Comisión Europea.

Según este real decreto hay dos tipos de autoconsumidores establecidos:

#### Autoconsumidor que no esté dado de alta en el RAIPRE

Estos autoconsumidores tienen limitada su potencia máxima de instalación a 100 kW y deben registrarse en el registro administrativo de autoconsumo.

Deben pedir el estudio de conexión a la compañía eléctrica y abonarlo, según el procedimiento del RD1699/2011. Están exentos de abonarlo (que no de solicitarlo) aquellos con una potencia contratada menor 10kW con vertido 0.

Cargos por autoconsumo (“impuesto al sol”): cargo por la potencia (si cuenta con baterías), más cargo por la energía (si no está exento por las excepciones que veremos más adelante).

#### Autoconsumidor que estén dados de alta en el RAIPRE

Estos autoconsumidores deben registrarse en el registro administrativo de autoconsumo, además de en el RAIPRE.

La potencia máxima de la instalación será la potencia contratada con la compañía eléctrica en el punto de suministro. Sin máximo.

Se permite la venta de excedentes, que se abonarán al precio pool, pero habrá que asumir además el peaje a la generación (0,5€/MWh) y el impuesto del 7% sobre la producción.

El procedimiento de conexión y acceso será el establecido en el RD1699/2011 o en el caso de instalaciones de  $P > 100\text{kW}$  será el RD1955/2000. El estudio de conexión debe ser asumido por el titular de la instalación.

Cargos por autoconsumo (“impuesto al sol”): cargo por la potencia (si cuenta con baterías), más cargo por la energía (si no está exento por las excepciones).

El famoso “impuesto a sol” suponía contribuir al sistema puesto que implica para aquellos consumidores que lo tengan que abonar, estarán pagando más peajes para el mantenimiento del sistema que el resto de consumidores, siendo además los que menos lo utilizan. Cuanto mayor es el porcentaje de autoconsumo sobre el consumo total, más se cargan los kWh importados de la red con “impuesto al sol”.



Aunque este “impuesto a sol” se aplica tanto a la potencia instalada como a la energía producida, con la excepción de las instalaciones de menos de 10 kW que se elimina para la energía producida.

Esto supone que España, que es el país del sol en Europa sea un caso único contra el autoconsumo solar. Para finalizar este repaso a la situación de la energía fotovoltaica en España, en el año que nos ocupa 2018, se están realizando avances en esta materia para proponer la derogación del real decreto 900/2015 aún vigente y eliminar el ya conocido “impuesto al sol” y sus trabas administrativas.

### 1.4.3 Situación actual y desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Extremadura

Con este punto queremos analizar cómo ha sido el crecimiento de la energía solar fotovoltaica en Extremadura, sin entrar en materia jurídica ya comentada en punto anterior, para ello accederemos a los datos públicos de la agencia extremeña de la energía (Agenex [8]).

En la Figura 1-9 se muestra la evolución, desde el año 2006 de la potencia solar fotovoltaica instalada. Según se observa de nuevo, el mayor incremento se produjo entre los años 2007 y 2009, periodo en el que la política energética nacional como comentamos anteriormente promovía su desarrollo intensamente, fomento que ha ido atenuándose a lo largo de los años, produciéndose un incremento, tan solo de 2 MW desde el año 2013.

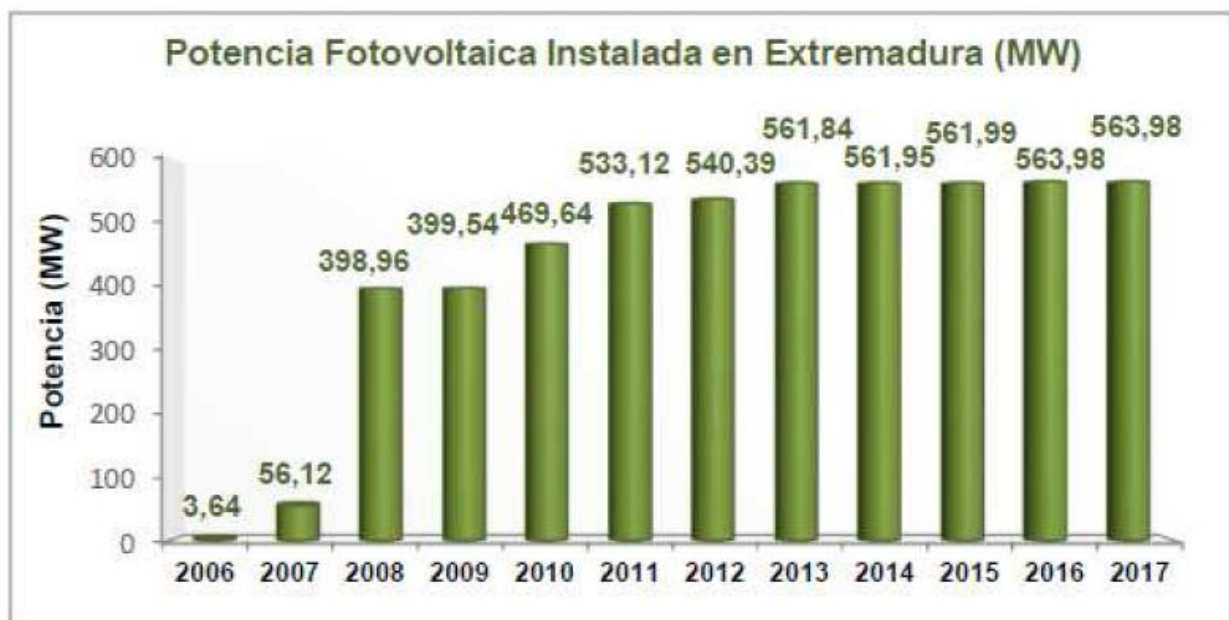


Figura 1-9 Evolución de la potencia instalada fotovoltaica (MW) en Extremadura entre 2006 y 2017 [8]

Si realizamos un pequeño análisis sobre el futuro de la energía solar fotovoltaica en Extremadura, la segunda renovación renovable está en marcha, ya que tras las últimas subastas del Ministerio de Industria, el sector toma su lugar en la comunidad, siendo casi 120 los proyectos fotovoltaicos que han iniciado los trámites.

Entre todos los proyectos presentados actualmente en diferente grado de tramitación sumarían en torno a los 7400 MW de potencia. De ellos, una veintena tienen muy avanzada su tramitación y sumaría en torno a 1300 MW, lo que supondría duplicar la potencia instalada actual de 563 MW. Esto supondrá que Extremadura se convertirá en el mayor productor de energía solar fotovoltaica en España.

## 1.5 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

Antes de describir los elementos principales de una instalación fotovoltaica conectada a red objeto de este proyecto, debemos diferenciar los tipos de instalaciones fotovoltaicas que existen.

Podemos agrupar las instalaciones fotovoltaicas en dos grandes grupos en función del objeto de la misma:

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red: Este tipo de instalaciones tiene por objeto cubrir las necesidades de energía eléctrica en un lugar determinado normalmente aislado de la red eléctrica convencional. Entre las instalaciones fotovoltaicas aisladas las aplicaciones más frecuentes son suministro eléctrico para bombeo de agua para riego, ganado o abastecimiento humano, electrificación rural para casas en el campo, suministro eléctrico para instalaciones de telecomunicaciones, señalización e iluminación para carreteras, túneles y también para pequeños suministros eléctricos en juguetería, relojería, etc.... Estas instalaciones aisladas disponen de módulos fotovoltaicos o células solares y además suelen incluir otros equipos como baterías, inversores y reguladores.
- Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red: Las cuales poseen un esquema como el que se presenta en la Figura 1-10, que tienen como objetivo fundamental inyectar la energía producida a la red de la compañía eléctrica obteniendo unos ingresos con esta venta de energía y es la cual nos ocupa este proyecto. Estas instalaciones, además de los módulos fotovoltaicos disponen de inversores, estructura soporte, protecciones eléctricas, contadores... etc.

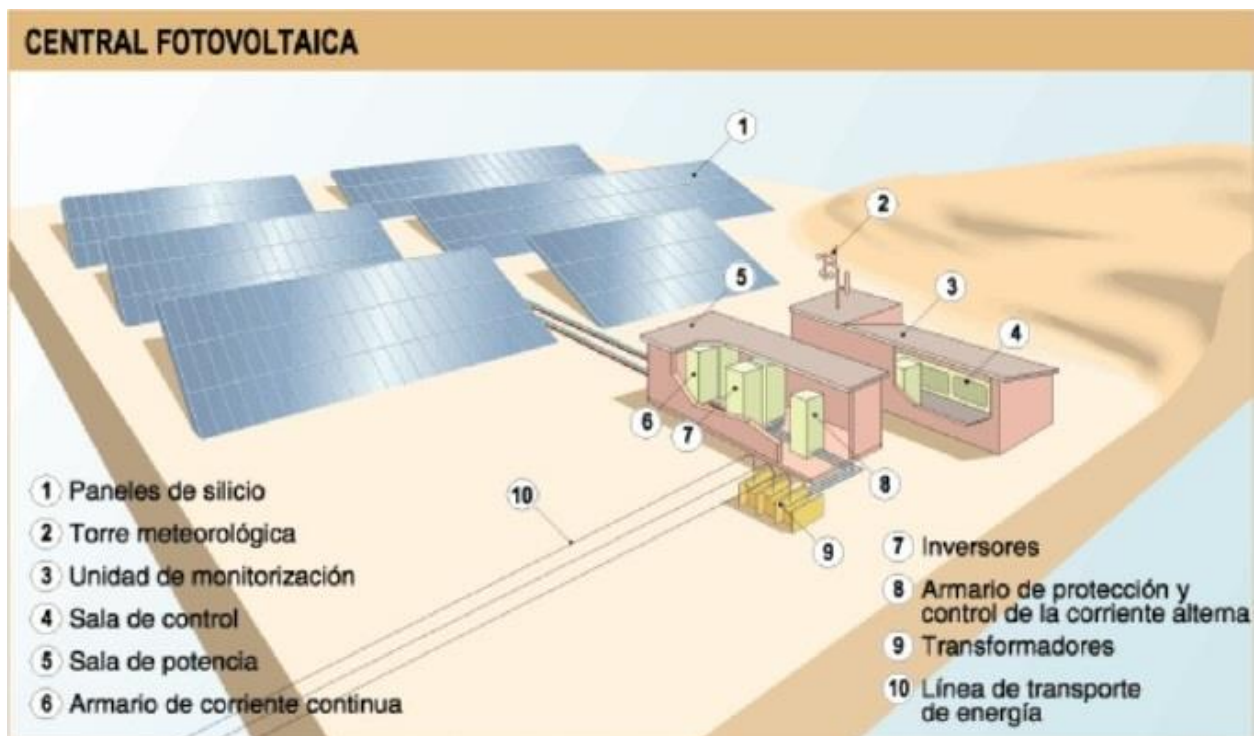


Figura 1-10 Esquema simplificado de una instalación solar fotovoltaica conectada a red [6]

### 1.5.1 El módulo fotovoltaico

[5]El módulo fotovoltaico está constituido por asociación serie, y a veces paralelo, de células solares. El objetivo de agrupar las células en un módulo es hacer asociaciones (normalmente de 36, 72 y 108 células, la célula solar es el dispositivo básico de conversión de energía) protegidas y vinculadas al exterior con elementos estructurales y electrónicos comunes: cubierta frontal, cerramiento posterior, encapsulante, marco, diodos y caja de conexiones, con las siguientes características y mostradas en la Figura 1-11.

1. Cubierta o vidrio frontal: Suele ser un vidrio templado transparente con un alto coeficiente de transmisividad a la radiación incidente (del orden del 95%).
2. Cubierta posterior: La parte posterior de las células está protegida mediante una lámina delgada de un polímero, normalmente Tedlar, opaca a la radiación solar. En algunas aplicaciones en conexión a red, para una mejor integración en la cubierta o fachadas de edificios, se suele colocar un polímero transparente con otro vidrio.

3. Encapsulante: Se trata de un polímero transparente, normalmente etileno-vinil-acetato (EVA), que une y ajusta las células entre las dos cubiertas. Se utiliza para evitar huecos y poder ensamblar correctamente el módulo.
4. Diodos: Existen diodos de paso y diodos de bloqueo. Los diodos de paso se colocan en paralelo en asociaciones de células en serie para evitar que todos los elementos descarguen su potencia sobre una célula sombreada, dado el caso, y en consecuencia se deteriore. Los diodos de bloqueo protegen a los sistemas fotovoltaicos aislados de intensidades inversas procedentes de la batería durante la noche, y bloquean los flujos de intensidad inversa en ramas en paralelo deterioradas o sombreadas.
5. Marco, caja de conexiones y diodos: El conjunto formado por células, cubiertas y encapsulante se enmarca en perfiles rígidos de aluminio sellados con juntas de neopreno y silicona. Las cajas de conexiones se suelen colocar en la cara posterior del módulo, en ella está el polo positivo y el polo negativo. Dentro de la caja también se colocan los diodos de paso.

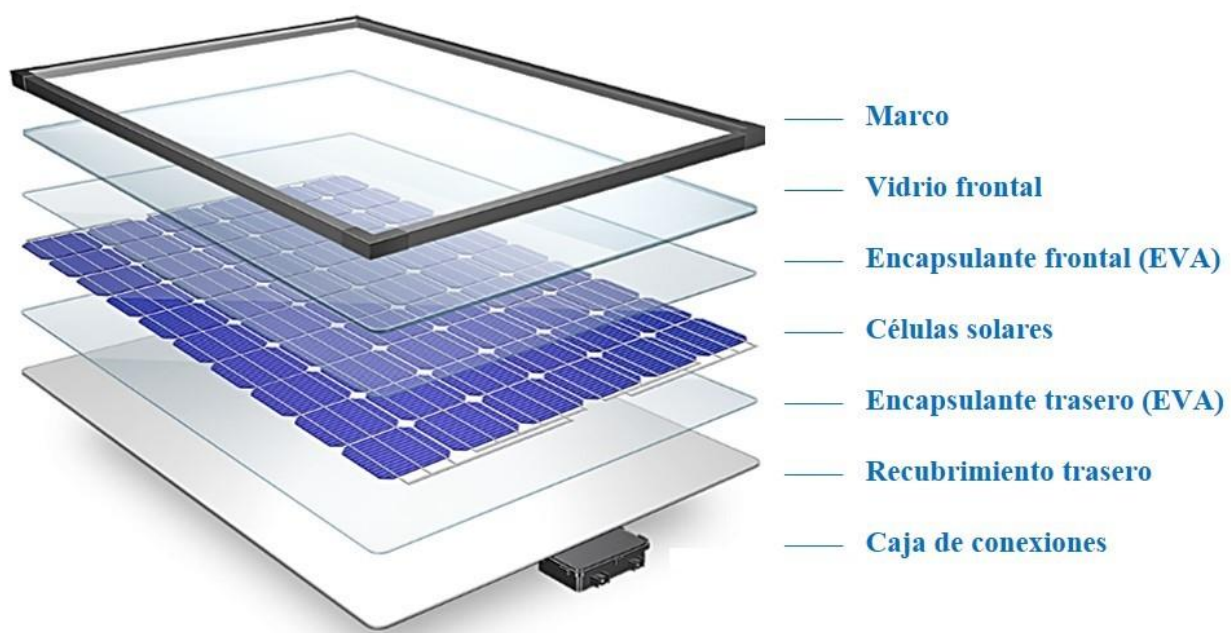


Figura 1-11 Componentes de un módulo fotovoltaico [6]

### 1.5.2 Inversor

El inversor es el elemento que tiene como objetivo principal transformar la energía eléctrica que recibe del generador fotovoltaico en corriente continua a corriente alterna, ajustando a aquellos valores de consigna en frecuencia, tensión eficaz entre otros que le hayan sido asignados para una correcta calidad del servicio eléctrico.

En las instalaciones fotovoltaicas existen dos grandes grupos de inversores, los que son utilizados para instalaciones fotovoltaicas aisladas y los que son utilizados para instalaciones fotovoltaicas conectados a red:

- Inversores para instalaciones fotovoltaicas aisladas: Los convertidores de aislada están diseñados para una tensión de entrada específica llamada tensión de entrada nominal en intensidad continua, que puede adoptar valores de 12, 24 y 48 V. La tensión de salida normalmente es de 230 V en intensidad alterna, la frecuencia de 50 Hz y las potencias toman valores que oscilan entre los 700 y los 4500 W.
- Inversores para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: Los de conexión a red están diseñados para un amplio rango de tensiones de entrada y además es obligatorio que dispongan de más funciones como seguimiento del punto de máxima potencia, autoprotecciones de tensión, frecuencia y de funcionamiento en isla e incluso de transformación de aislamiento en la mayoría de los casos.

Centrándonos en los inversores para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, sus características técnicas principales que lo definen son:

- Rendimiento del inversor: Representa la eficiencia del inversor y viene definido por la siguiente expresión.

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} * 100 \quad (1-5)$$

- Rango de tensión de seguimiento del punto de máxima potencia MPP: Este rango de tensión representa donde el inversor trabajará a su mayor rendimiento, l
- Tensión de entrada máxima: Representa la tensión límite del inversor que puede soportar y que provenga del campo fotovoltaico
- Corriente de entrada máxima: Representa la corriente límite del inversor que puede soportar y que provenga del campo fotovoltaico.



Figura 1-12 Inversor Fotovoltaico de conexión a red [9]

### 1.5.3 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos precisan estructuras estables, rígidas y durables que soporten el desgaste climatológico, la fuerza del viento, el peso de la nieve y otras condiciones igualmente adversas, debido a esto es necesario que dichos módulos fotovoltaicos sean ubicados en estructuras soporte que cumplan con lo anterior dispuesto.

La estructura soporte es uno de los elementos más importantes para una instalación fotovoltaicas puesto que además de lo anteriormente comentado permiten ubicar los paneles solares con la inclinación y orientación adecuadas para conseguir el mejor rendimiento posible en la instalación solar, los materiales más comunes de estos elementos son el aluminio, el hierro y el acero. Las estructuras de aluminio son actualmente las más utilizadas y destacan por un menor peso que las estructuras de hierro, no necesitan mantenimiento con el paso de los años y su facilidad de transporte y de traslado. Mientras que las estructuras de hierro suelen hacerse a medida para instalaciones que precisan de una estructura de diseño especial o bien para las estructuras de tipo poste que se suelen fijar en paredes verticales.

Las estructuras suelen clasificarse en dos bloques:

- Estructuras fijas: Son las estructuras más sencillas que dotan a los paneles de ángulos fijos, determinados por la latitud del lugar para que maximicen la eficiencia de la instalación. Dentro de este bloque existe modelos para tejado, pared, suelo, poste e inclusive con integración arquitectónica. En la
- Figura 1-13 se muestra un ejemplo de una estructura soporte fija.





Figura 1-13 Estructura soporte fija [6]

- Estructuras móviles: Estas estructuras son más complejas ya que poseen uno o dos ejes móviles que consiguen aumentar la captación solar de los módulos fotovoltaicos realizando un seguimiento del Sol (una forma similar al proceder de los girasoles, por ejemplo). Obviamente esta movilidad requiere de un consumo eléctrico y su mayor complejidad mecánica también conlleva más operaciones de mantenimiento.

Dentro de las estructuras móviles nos encontramos que existen varios tipos generales:

- Dos ejes: Donde la superficie del panel fotovoltaico se mantiene siempre perpendicular al sol.
- En un eje polar: La superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de  $15^\circ$  por hora, como la del reloj.
- En un eje azimutal: La superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.
- En un eje horizontal: La superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.



Figura 1-14 Seguidor solar de un solo eje [6]



Figura 1-15 Seguidor solar de dos ejes [6]

En las Figura 1-14 y Figura 1-15, mostramos dos de estos tipos, los cuales son los más utilizados en grandes plantas solares fotovoltaicas.

#### 1.5.4 Resto de equipos

El resto de los equipos son más habituales en la industria energética y es por ello que no suelen condicionar la viabilidad del proyecto. Entre éstos, nos encontramos con:

- Transformadores de media y alta tensión: Que permiten elevar la tensión de distribución o de transporte (en función de la ubicación de la instalación). En las grandes plantas fotovoltaicas es común encontrar grandes centros de transformación que contienen grandes potencias de inversión con celdas de protección y transformadores de tensión. Estos grandes centros suelen formar un anillo entre sí y enviar toda la energía generada y elevada a la tensión adecuada a un centro de seccionamiento a la salida del parque.
- Cajas de conexión o combiner box: Sirven para agrupar cada uno de los ramales de un generador fotovoltaico. Permiten realizar operaciones de mantenimiento y control de forma sencilla, ya que es posible desconectar y medir cada uno de los ramales por separado, además los cartuchos de fusibles que protegen estas líneas de sobretensiones y cortocircuitos se pueden cambiar sin tensión.
- Cableado de baja y media tensión: Encargado de transportar la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico y verterlo a la red, deben tener unas características especiales que permitan tener una durabilidad alta (25 años), aislamiento, flexibilidad entre otras.
- Estaciones de motorización del ambiente y de la operación del parque
- Protecciones: Nos encontraremos con varios niveles de protección dentro de una central fotovoltaica, empezando por los propios paneles fotovoltaicos, continuando con las cajas de conexión, el inversor, transformador y por último subestación. En cada uno de estos niveles se cumplirá con lo dispuesto en los reglamentos de BT y AT en cuanto a protección contra sobretensiones, cortocircuitos, contactos indirectos o directos.



## 1.6 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

El terreno propuesto para el emplazamiento de nuestra central fotovoltaica de 52,8 MW está en el término municipal de Usagre a unos 7 km al noreste de la población del mismo nombre. La superficie total ocupada por el proyecto estará formada por 188 ha.

Se compone de las siguientes parcelas según la información obtenida del sistema de información geográfica de parcelas agrícolas (SIGPAC), cuyas características son:

1. Parcela 4. Polígono 15: Cuyo uso principal es agrario con una superficie de 1.956.998 m<sup>2</sup>
2. Parcela 6. Polígono 15: Cuyo uso principal es agrario con una superficie de 1.468.706 m<sup>2</sup>

La ubicación exacta del emplazamiento en el punto medio de las parcelas que constituyen la planta viene definida según las siguientes coordenadas geográficas obtenidas a partir del SIGPAC. En la Figura 1-16 se representa una imagen del plano de situación de la central fotovoltaica a proyectar.

38°23'11,7" N y 6°05'5368" W



Figura 1-16 Imagen del plano de situación de la central fotovoltaica proyectada

### 1.6.1 Criterios de elección del emplazamiento

La elección de las parcelas sobre las que se ubicará la nueva planta fotovoltaica se han realizado teniendo en cuenta los siguientes criterios principalmente:

- Radiación Solar: Siendo Extremadura una de las provincias con mayor número de horas de sol de Europa, lo cual unida a sus temperaturas máximas y mínimas hacen de esta provincia un lugar idóneo para el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.
- La cercanía a un punto de conexión en una subestación transformadora. En este caso sería la subestación de Bienvenida situada a escasos 14 km.
- La posibilidad del alquiler de los terrenos.
- Cumplimiento de la normativa medioambiental y urbanística,
- Grado de desarrollo tecnológico e infraestructuras existentes (redes de distribución eléctrica, carreteras, disposición de mano de obra cualificada, etc.) facilitará los trabajos de transporte, adquisición, instalación y conexión, tanto del equipamiento específico de la Planta, como del relativo a servicios, disminuyendo los costes por estos conceptos.

Con todos estos factores, la instalación planteada permite asegurar unos altos rendimientos de producción energética en relación con la inversión realizada y con la vida útil prevista de la planta fotovoltaica. Estos criterios han sido confirmados mediante la simulación en un software de simulación (PVSyst), que asegura la existencia de una radiación suficientemente buena para la explotación de la planta.

Por otra parte, la instalación de la nueva Planta Fovovoltaica supondrá la reconversión de parcelas de actualmente con escasa productividad (cultivos de secano) en zonas de producción de energías renovables, con el consiguiente impacto positivo al medioambiente en términos de ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>. En este sentido, la energía anual producida por la Planta FV se aproximará a las 126.000 MWh/año, equivalentes a:

- Un ahorro de aproximadamente 48.510.000 Kg/año de CO<sub>2</sub>, en comparación con la producción de esta energía mediante combustibles fósiles.
- El consumo anual de aproximadamente 12.700 viviendas, considerando un consumo medio anual de 9.922 kWh por vivienda en España.

## 1.7 NORMATIVA APLICABLE

Al estudiar las normas que regulan el funcionamiento de una instalación fotovoltaica debemos distinguir claramente entre normativas y recomendaciones. Las normativas están dictadas a través de diversos mecanismos legales, mientras que las recomendaciones, por su parte, actúan como criterios de buenas prácticas.

Las principales normativas que aplicaran a nuestro proyecto con respecto a instalaciones eléctricas son:

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Corrección de errores del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. derogado expresamente: a) La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera de la presente ley.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto. 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- R.D. 842/2002, de 2 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias.
- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Instrucción de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria de la Instrucción de 21 enero de 2004, sobre el procedimiento de puesta en servicio de



las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.

- Normas UNE de aplicación.

Las principales normativas que aplicaran a nuestro proyecto con respecto a prevención de riesgos laborales son:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba los Reglamentos de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial, y sus modificaciones posteriores.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización de los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 21/1992 de 16 de julio, de Industria.

Las principales normativas que aplicaran a nuestro proyecto con respecto a medioambiente son:

- Ley 16/2015, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura.
- Decreto 47/2004, de 20 de abril, por el que se dictan Normas de Carácter Técnico de Adecuación de las Líneas Eléctricas para la Protección del Medio Ambiente en Extremadura.
- Ley 5/2004, de 24 de junio, de Prevención y Lucha contra Incendios Forestales en Extremadura.
- Decreto 86/2006, de 2 de mayo, por el que se aprueba el Plan de Prevención de Incendios Forestales de la Comunidad Autónoma de Extremadura (PREIFEX), así como lo establecido en el Plan INFOEX.
- Real Decreto 1131/1988 de 30 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento para la ejecución el Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

Otras normativas que aplicaran a nuestro proyecto son:

- Normas y Ordenanzas Municipales del Excmo. Ayuntamiento de Usagre.
- Normas particulares de Endesa Distribución y Grupo ENEL.
- Normas IEC.
- Otras reglamentaciones o disposiciones administrativas nacionales, autonómicas o locales vigentes de obligado cumplimiento no especificadas que sean de aplicación.

Las recomendaciones aplicadas a este proyecto han sido:

- Pliego de condiciones técnicas del IDEA.
- Recomendaciones UNESA ( Asociación Española de la Industria Eléctrica ).

## 1.8 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

El proyecto de instalación de la planta solar fotovoltaica de 52,8 MW, tiene como base la incorporación de un sistema de generación eléctrica renovable basado en el aprovechamiento la energía proveniente del sol. Dicha planta estará distribuida en 24 subcampos o campos solares de una potencia de 2.2 MW, entendiendo por campo solar como el conjunto de generadores fotovoltaicos que vierten su energía en un mismo inversor y a su vez este

vierte en un transformador.

Cada uno de estos subcampos estará formado en primer lugar por un generador fotovoltaico constituido por un total de 7296 paneles fotovoltaicos de 340 Wp, los cuales estarán conectados eléctricamente entre sí en forma de ramales o string, que se encargan de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. Además estos paneles a su vez estarán ubicados en un sistema de seguimiento solar a 1 eje horizontal (seguimiento este-oeste) con el fin de mejorar la energía captada por el sol, en total por subcampo tendremos 12 seguidores solares. La energía producida por cada uno de estos seguidores solares formados a su vez por string o ramales de módulos fotovoltaicos se conducirá en corriente continua hasta el inversor alojado en la estación central de media tensión, donde utilizando la tecnología de potencia transformara la corriente continua en corriente alterna. En el interior de la estación central de media tensión está ubicado un transformador que se encargará de elevar la tensión desde los 380 V generados por el inversor hasta los 20 kV, cada centro de transformación se conectará en serie con otros centros a través de una línea de 20 kV que conecte con la estación de salida y control en la medida que sea posible (viene determinado por el cableado).

En la siguiente tabla resumen se recogen los datos principales de nuestra instalación, así como la unidad de producción usada y descrita:

Tabla 1–3 Resumen de la configuración del proyecto

<b>RESUMEN DE LA CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	
<b>DATOS</b>	<b>VALOR</b>
Potencia pico total (DC)	59,53 MWp
Potencia nominal total (AC)	52,8 MW
Número total de módulos fotovoltaicos	175.104
Número total de inversores	24
Número total de seguidores solares	288
Número total de ramales o series	9216
<b>UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)</b>	
Número de unidades	24
Potencia nominal Inverso (25°C) / Potencia pico Generador fotovoltaico (25°C)	2.200 kW / 2480 kWp
Potencia pico del módulo	340 Wp
Número de paneles por ramal o serie	19
Número de ramales o series por inversor y unidad	384
Número de paneles por inversor y unidad	7296
Número de seguidores solares	12
Número de cajas de concentración de series o combiner box	24

Para finalizar nuestra descripción general debemos señalar que de la estación de salida y control saldrá una línea final aérea hacia la subestación elevadora transformadora (SET) de Bienvenida, la cual elevará de nuevo la tensión para evacuar toda la energía producida a la red de transporte. Señalar que el cálculo y diseño de la línea aérea final no será objeto de este proyecto y únicamente se realizará algunas descripciones sobre la misma.

## 1.9 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y CENTROS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

A continuación se llevará a cabo la descripción de los equipos escogidos para el dimensionamiento del parque solar fotovoltaico.

### 1.9.1 Panel solar o modulo fotovoltaico

El módulo solar es el elemento principal de la instalación encargado de transformar la radiación incidente del Sol en energía eléctrica en forma de corriente continua. El módulo fotovoltaico seleccionado para este proyecto pertenece a la empresa, TRINA SOLAR, la cual es uno de los gigantes del sector fotovoltaico, liderando las listas de los mejores fabricantes de paneles solares y es el primer productor en el mundo de paneles solares.

La potencia del panel escogido es de 340 Wp, bastante usual entre los módulos monocristalino a día de hoy para grandes instalaciones como la dimensionada en este proyecto. Cabe mencionar que, por regla general, a mayor potencia tenemos menos cableado, menos cantidad de módulos y menos estructura de modo que obtenemos mayor aprovechamiento del espacio disponible, imprescindible para parcelas limitadas.

El modulo fotovoltaico seleccionado está constituido de 72 células de silicio monocristalino en serie. Éstas células van encapsuladas con vidrio templado bajo en hierro y láminas de Etileno-Vinil-Acetato modificado (EVA). El módulo propuesto está certificado con la norma IEC 61215 / IEC 61730 y UL 1703: Módulos de silicio cristalino para uso terrestre.

Los parámetros técnicos del módulo fotovoltaico seleccionados se exponen en la Tabla 1–4, mientras que en Figura 1-17 se expone la imagen posterior y frontal.

Los parámetros expuestos en la tabla anterior nos permitirán dimensionar en la memoria justificativa del proyecto los ramales de paneles fotovoltaicos así como cableados necesarios y protecciones adecuadas para los mismos.

Tabla 1–4 Módulo fotovoltaico – TRINA SOLAR TSM-DD14A (II) 340 Wp

DATOS GENERALES	
DATOS	VALOR
Modelo del panel	TSM-DD14A (II) 340 Wp
Tecnología	Silicio Monocristalino
Dimensiones	1960 x 992 x 40 mm
Conector	28 MC4
Horquilla de potencia	340 Wp

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	
DATOS	VALOR
Potencia nominal máxima (Pmax)	340 Wp
Tolerancia de potencia nominal (W)	0 / +5 W
Tensión en el punto PMP (Vmp)	38,2 V
Corriente en el punto PMP (Imp)	8,90 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	46,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,50 A
Eficiencia del módulo	17,5
Temperatura de operación	-40 a + 85 °C
Tensión máxima de operación	1000 V DC (IEC) (UL)
Capacidad máxima del fusible	15 A (Potencias < 350 W)
Coeficiente de temperatura de Pmax ( $\alpha$ )	-0,39%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc ( $\beta$ )	-0,29%/°C
Coeficiente de temperatura de Icc ( $\gamma$ )	0,05%/°C

Los parámetros expuestos en la tabla anterior nos permitirán dimensionar en la memoria justificativa del proyecto los ramales de paneles fotovoltaicos así como cableados necesarios y protecciones adecuadas para los mismos.

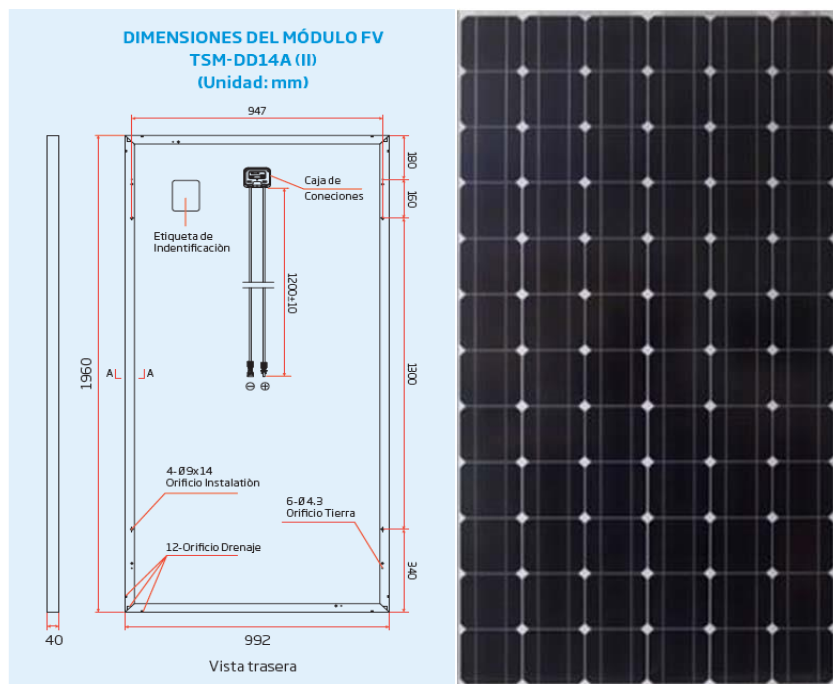


Figura 1-17 Imagen posterior y frontal del modulo solar TSM-DD14A (II) 340Wp [10]

Una vez expuestas las características técnicas, en la siguiente tabla se recoge un breve resumen del número de módulos que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–5 Resumen del número de módulos fotovoltaicos

<b>RESUMEN DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>	
<b>DATOS</b>	<b>VALOR</b>
Número total de módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR TSM-340	175.104
<b>UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)</b>	
Numero de módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR TSM-340	7296

### 1.9.2 Estructura soporte

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos es uno de los elementos más importantes de la central fotovoltaica, pues será la base de apoyo del generador fotovoltaico.

Para nuestra planta se ha decidido usar una estructura soporte de seguimiento en un solo eje horizontal (con trayectoria de seguimiento Este-Oeste) tal como aparece en la Figura 1-18, se trata de un sistema seguro y fiable que permite adaptarse a la mayoría de terrenos, aumentando la producción de nuestra planta.

El seguidor solar que se instalará en nuestra planta fotovoltaica será el STI-H1250 de STI Norland. Este seguidor se compone de una serie de vigas torsión orientadas en dirección Norte-Sur sobre las que se apoyan los módulos fotovoltaicos. Ambos giran mediante un único sistema de accionamiento de bajo consumo controlado por un autómata, siguiendo la trayectoria del sol.

Para un correcto dimensionamiento de la cimentación de la estructura soporte será necesario realizar varios estudios del terreno, esto suele hacerse tras un informe geotécnico de los estratos del terreno, yacimientos arqueológicos, o la existencia de piedras, pizarras o arenas expansivas. Tras el geotécnico se llevan a cabo unas pruebas de hincado o pre-taladrado en el terreno para corroborar la correcta elección del diseño. En principio la cimentación de dicha estructura consistirá en hincas de acero clavadas directamente en el suelo, con una profundidad de 2 m (salvo que futuros estudios geológicos puntuales recomienden otra cimentación).

El sistema de control de seguimiento está programado con un algoritmo de cálculo astronómico de la trayectoria solar y además incluye la función de abanderamiento para proteger el seguidor en situaciones de viento extremo.



Figura 1-18 Seguidores Solares Sti H1250 [11]

Las principales características técnicas del seguidor solar STi H1250 del grupo Sti Norland son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 1–6 Seguidor Solar STi H1250

DATOS GENERALES	VALOR
Seguidor Solar	A un eje horizontal (HSAT)
Ángulo de giro	110° ( $\pm 55^\circ$ )
Superficie de módulos por seguidor	Hasta 1250 m <sup>2</sup>
Opciones de cimentado	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote / Tornillo / Pre-drilling + compactado + hincado
Módulos por viga de torsión	40 (en configuración vertical)
Número de vigas a torsión	16
Altura del módulo	1,4 m
Altura del módulo. Seguidor en posición 55°	2,2 m en máxima / 0,4 m en mínima
ACCIONAMIENTOS DE GIRO	VALOR
Tipo de accionamiento	Electromecánico rotativo
Alimentación del conjunto	Tres fases 380 – 480 Vac, 50 Hz
Potencia del motor	250 W

En la Figura 1-19 observamos el esquema de un seguidor Sti H1250 y las dimensiones principales, las cuales son configurables según los criterios del cliente. Destacar que para una separación entre filas de 6 m la producción estimada media aumenta un 33,3 %, este dato ha sido proporcionado por el fabricante para una latitud de 33°N. Pero para nuestra posición geográfica y para ser conservadores la estimación de aumento de producción se ha fijado en un 30%.

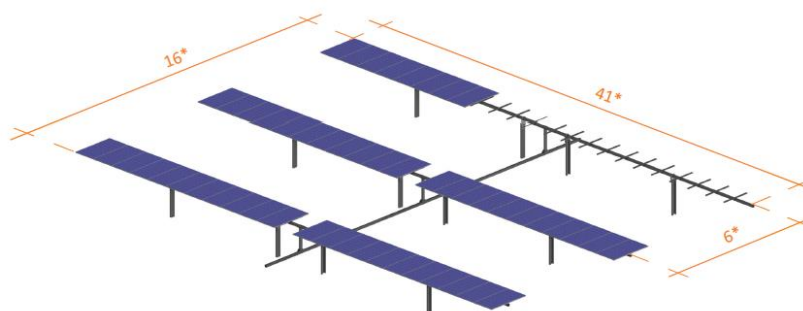


Figura 1-19 Esquema Seguidor Sti H1250 [11]

Para la alimentación de los motores de los seguidores solares, necesitaremos en la planta un sistema de servicios auxiliares para proteger la instalación en caso de que la alimentación por parte de la central fotovoltaica sufriese algún tipo de avería y no diese suministro a los motores, ya que ante situaciones de tormenta debería ponerse el parque en defensa.

Para finalizar, debemos mencionar el sistema Backtracking que viene implementado en los seguidores solares de un solo eje actuales. Este sistema se utiliza en los campos solares con varios paneles, de forma que al amanecer

el panel no se pone perpendicular al sol para obtener la máxima radiación ya que daría sombra a los que tiene detrás. Al tener varios paneles resulta más eficiente que tengan una menor área expuesta y que el sol llegue a todos a que el sol incida perpendicularmente en unos pocos de ellos. Esta configuración viene representada en la Figura 1-20. Se ha realizado un estudio comparativo con el software PVsyst en un capítulo posterior donde se comprobara si su funcionamiento para nuestra planta es necesario.

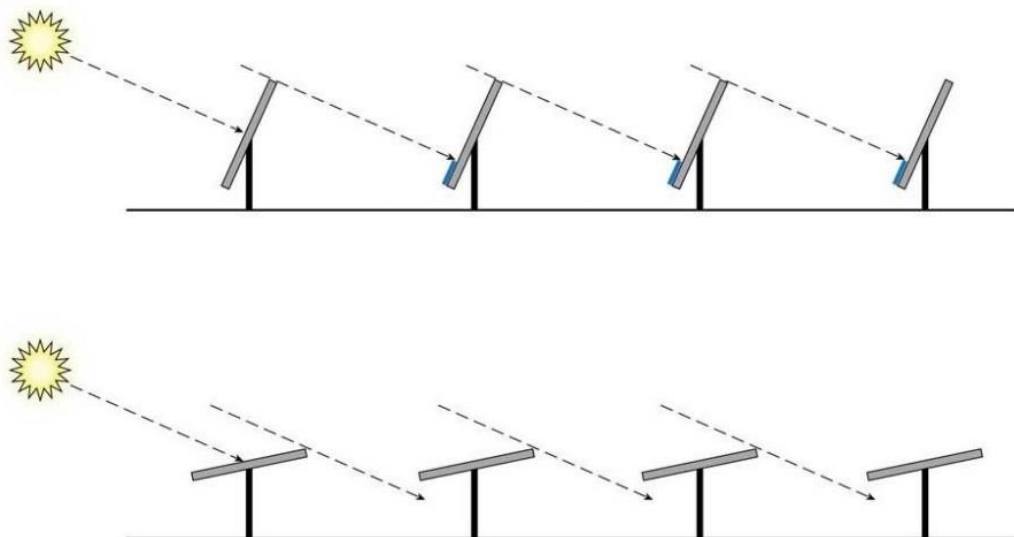


Figura 1-20 Arriba: Seguimiento Sin backtracking. Abajo: Seguimiento con backtracking [6]

Una vez expuestas las características técnicas, en la siguiente tabla se recoge un breve resumen del número de seguidores solares que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1-7 Resumen del número de seguidores solares

RESUMEN DEL NÚMERO DE SEGUIDORES SOLARES STI H1250	
DATOS	VALOR
Número total de seguidores solares Sti H1250	288
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de seguidores solares Sti H1250	12

### 1.9.3 Inversor

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua en corriente alterna, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz para su consumo.

El inversor elegido para nuestra instalación es el Sunny central 2200 de SMA, un inversor diseñado y fabricado para instalaciones solares fotovoltaicas de gran potencia que cumple con todos los requisitos conocidos en todo el mundo y con suministro de tensión integrado para el consumo propio y para equipos consumidores externos.

En la Figura 1-21 se muestra una imagen del inversor seleccionado, mientras que en la Figura 1-22 se representa el comportamiento que tiene dicho inversor frente a la temperatura, una de las características más importantes, ya que los inversores trabajan muy bien en un amplio rango de temperaturas, sin embargo, una temperatura de trabajo superior a los 50°C provoca una pérdida de potencia de salida muy acusada hasta valor 0 a 60°C.

Para evitar que se llegue a dar un comportamiento de una temperatura muy alta, estos inversores disponen de un sistema de refrigeración para un enfriamiento inteligente y eficaz que permitiera la colocación a la intemperie

para todas las condiciones climáticas.



Figura 1-21 Inversor Sunny Central 2200 [9]

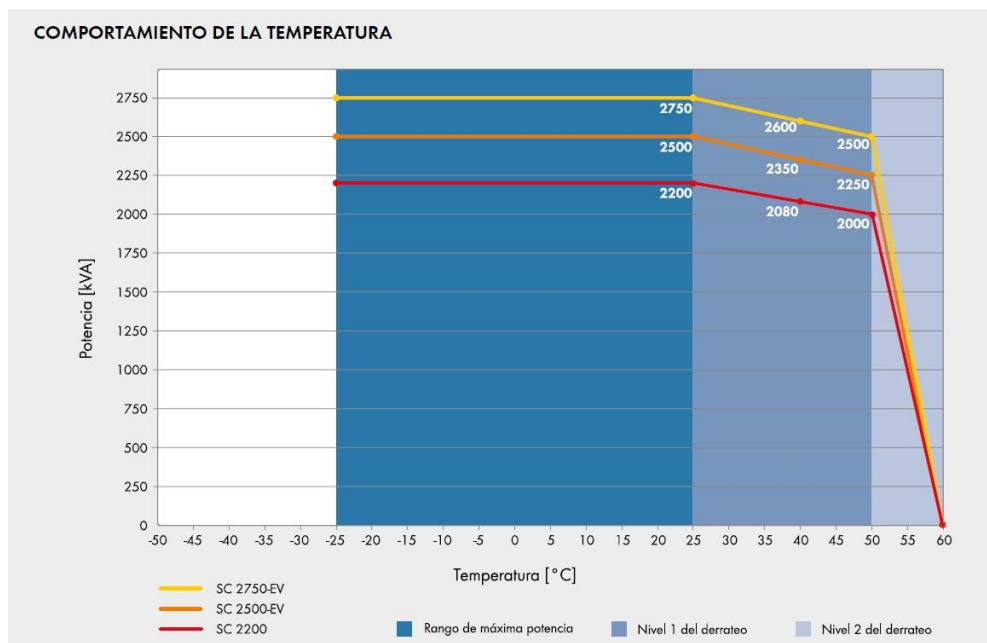


Figura 1-22 Comportamiento del inversor SC 2200 SMA frente a la temperatura [9]

En relación con la seguridad este inversor dispone de los siguientes elementos:

- Conexión directa a la red con protecciones eléctricas integradas.
- Detección anti-isla con desconexión automática de la red.
- Protección contra sobretensiones, sobrecorrientes y cortocircuitos.
- Conexión de paneles a través de contactor, lo cual permite:
  - Aislamiento total del campo fotovoltaico.
  - Protección contra polarización inversa y cortocircuitos.
  - Máxima seguridad para las personas.



La distorsión armónica que produce estos inversores en la red eléctrica es menor del 3% lo que garantiza que la energía inyectada a la red es de buena calidad.

La hoja de características principales referentes al inversor seleccionado vienen dispuesta en la Tabla 1–8 correspondiente:

Tabla 1–8 Inversor Sunny Central 2200

DATOS DE ENTRADA (DC)	VALOR
Modelo	SC 2200
Rango de tensión PMP	570-950 V
Máxima tensión de entrada	1100 V
Máxima corriente de entrada (25°C/50°C)	3960/3600 A
Número de entradas DC	24
DATOS DE SALIDA (AC)	VALOR
Potencia Nominal AC ( $\cos \varphi=1$ y 25°C/ 40°C/ 50°C)	2200 kVA / 2080 kVA / 2000 kVA
Potencia Nominal AC ( $\cos \varphi=0,8$ y 25°C/ 40°C/ 50°C)	1760 kW/ 1664 kW/ 1600 kW
Máxima corriente de salida	3300 A
Corriente Nominal de salida	3000 A
Tensión Nominal de Salida	385 V
Frecuencia de trabajo	50 Hz
Rendimiento máximo	> 98.0 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	VALOR
Dimensiones (W/H/D)	2780/2318/1588 mm
Grado de protección	IP54

Uno de los factores principales para la elección de este inversor y en particular de la empresa SMA, es la facilidad de integración del inversor en la instalación y su funcionamiento inteligente en la red.

En la Figura 1-23 se representa el esquema de las instalaciones de la integración del inversor, dentro de esta figura se puede ver claramente como el inversor es el elemento central, puesto que el generador fotovoltaico a través de las cajas de conexiones o combiner box se conecta a este. La energía en corriente continua producida por el generador fotovoltaico es recogida por el inversor y transformada en energía en corriente alterna, tras esto conectará con un transformador que eleve la tensión para conectar en serie con otros transformadores hasta la estación de salida y control.

Todo este sistema estará regido por el controlador de potencia de planta, el cual gestiona las comunicaciones y el funcionamiento inteligente de los inversores de la planta, para que trabajen a la potencia nominal siempre que sea posible.

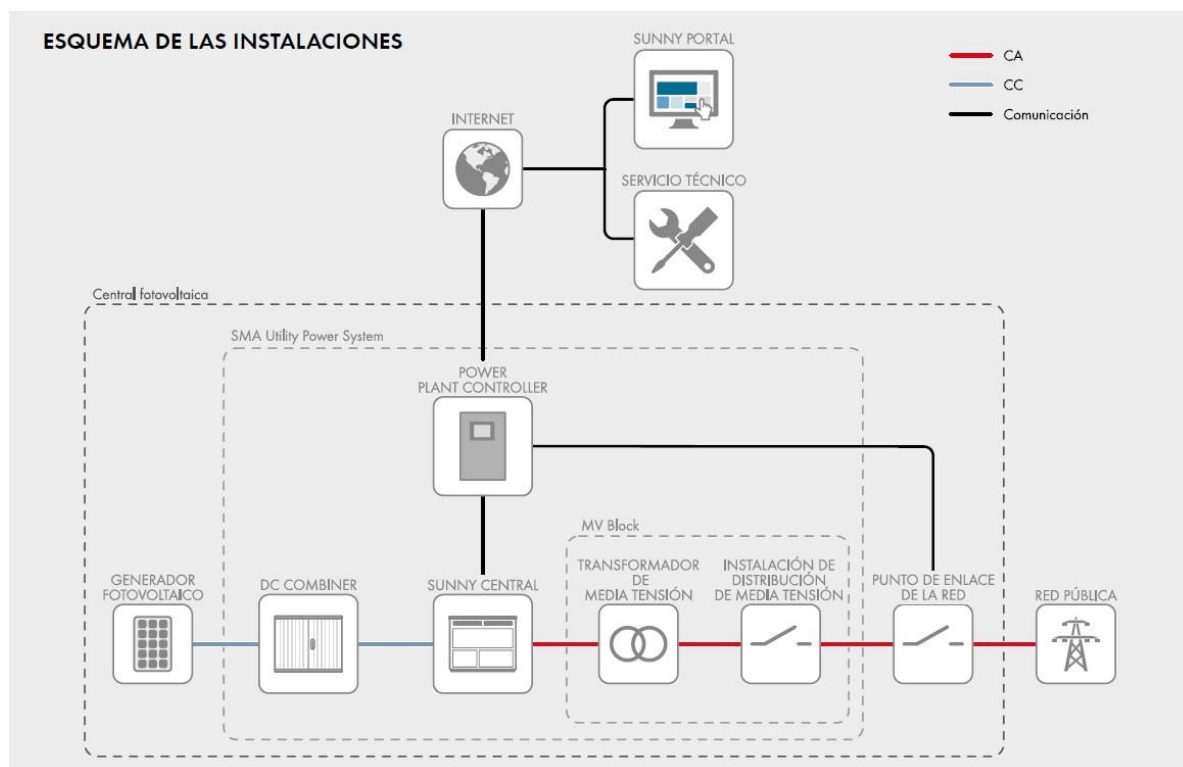


Figura 1-23 Esquema de instalaciones de la integración del Inversor [9]

Una vez expuestas las características técnicas, en la siguiente tabla se recoge un breve resumen del número de inversores que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1-9 Resumen del número de inversores

RESUMEN DEL NÚMERO DE INVERSORES SMA SUNNY CENTRAL 2200 SC	
DATOS	VALOR
Número total de inversores Sunny Central 2200 SC	24
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de inversores Sunny Central 2200 SC	1

#### 1.9.4 Transformador de MT

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos estáticos que permiten partiendo de una tensión alterna conectada a su entrada, obtener otra tensión alterna mayor o menor que la anterior en la salida del transformador. Como vimos en la Figura 1-23, el elemento que nos encontramos tras el inversor en corriente alterna es el transformador, elemento fundamental para elevar la tensión como hemos mencionado ya que las pérdidas para transportar la energía producida se reducen cuanto más elevada es la tensión de transporte.

El transformador seleccionado es un bloque de media potencia proporcionado por el fabricante SMA y cuyas características técnicas principales se recogen en la Tabla 1-10, mientras que en la Figura 1-24 encontramos una imagen del mismo.



Figura 1-24 Transformador elevador de media tensión de SMA [9]

Tabla 1–10 Transformador de MT de SMA para inversor SC-2200

DATOS DE ENTRADA (DC)	VALOR
Modelo	Bloque media tensión para SC-2200
Potencia asignada ( a 25°C )	2200 kVA
Tensión nominal	385 V
Frecuencia de red	50 Hz
Corriente máxima de entrada a tensión nominal	3300 A
DATOS DE SALIDA (AC)	VALOR
Tensión nominal	20 kV
Corriente máxima de salida a tensión nominal	64 A
Rendimiento europeo	99,2 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	VALOR
Grado de protección	IP23D
Dimensiones (W/H/D)	5724/ 2601/ 2150 mm
Peso	9150 kg

Una vez expuestas las características técnicas, en la siguiente tabla se recoge un breve resumen del número de transformadores que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de

nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–11 Resumen del número de bloques de media tensión

<b>RESUMEN DEL NÚMERO DE BLOQUES DE MEDIA TENSIÓN</b>	
<b>DATOS</b>	<b>VALOR</b>
Número total de bloques de media tensión	24
<b>UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)</b>	
Número de bloques de media tensión	1

### 1.9.5 Estación central de media tensión

En este proyecto se utilizará la solución denominada estación central de media tensión. Estas plataformas han surgido, en estos últimos años, por la programación e instalación de grandes sistemas fotovoltaicos del orden de varias decenas de megavatios.

Este equipo es una solución que integra la conversión CC/CA (inversor) junto a la transformación de la tensión desde baja tensión a media tensión mediante un bloque transformador. Este equipo contiene tanto las protecciones adecuadas necesarias para la entrada en corriente continua, la salida en corriente alterna, así como celdas de medida y protección de media tensión del transformador. Esto permite la máxima densidad de potencia en un contenedor estándar de transporte de 6 m para un transporte, instalación y puesta en marcha sencilla que nos permita ahorrar en coste de sistema.

La estación de central de media tensión que hemos seleccionada pertenece a la empresa SMA, esta estación tiene la denominación de MV Power Station tal como vemos en la Figura 1-25. Para conocer mejor dicha estación se representa en la Figura 1-26 la estructura de dicha estación en un plano, indicando cada uno de los elementos que contiene y que detallaremos brevemente en la Tabla 1–12, aunque algunos se han descrito anteriormente.

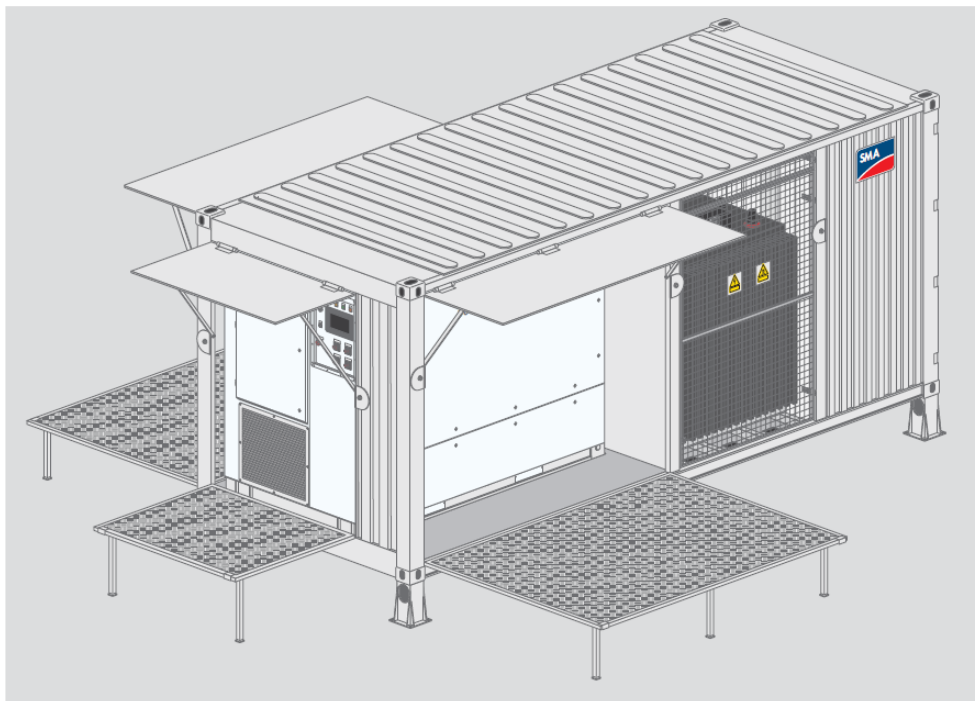


Figura 1-25 Estación central de media tensión [9]

Tabla 1–12 Estructura de la estación de potencia [9]

POSICIÓN	DENOMINACIÓN	EXPLICACIÓN
A	Sunny central 2200	El Sunny Central es un inversor fotovoltaico que convierte la corriente continua generada en las matrices PV en corriente alterna compatible con la red.
B	Transformador de media tensión	El transformador de MT convierte la tensión de salida del inversor al nivel de tensión de la red de media tensión.
C	Compartimento de media tensión	<p>Aparamenta de media tensión:</p> <p>El interruptor de media tensión conecta y desconecta el transformador de MT hacia y desde la red de media tensión.</p> <p>Transformador de baja tensión MV Power Station:</p> <p>El transformador de baja tensión de 2,5 kVA del inversor proporciona la tensión de alimentación para la MV Power Station y sus componentes</p> <p>Subdistribución de la estación:</p> <p>La subdistribución de la estación contiene fusibles y elementos de conmutación para el suministro de voltaje.</p> <p>Dispositivo de control para control en cascada</p> <p>La opción de orden "Control de cascada" permite la reconexión escalonada de varios interruptores de media tensión después de una falla en la red o trabajos de mantenimiento.</p>
D	Plataforma de servicio	La posición elevada de la plataforma de servicio facilita el funcionamiento del dispositivo.
E	Techo protector	El techo protege los dispositivos de la irradiación solar directa.

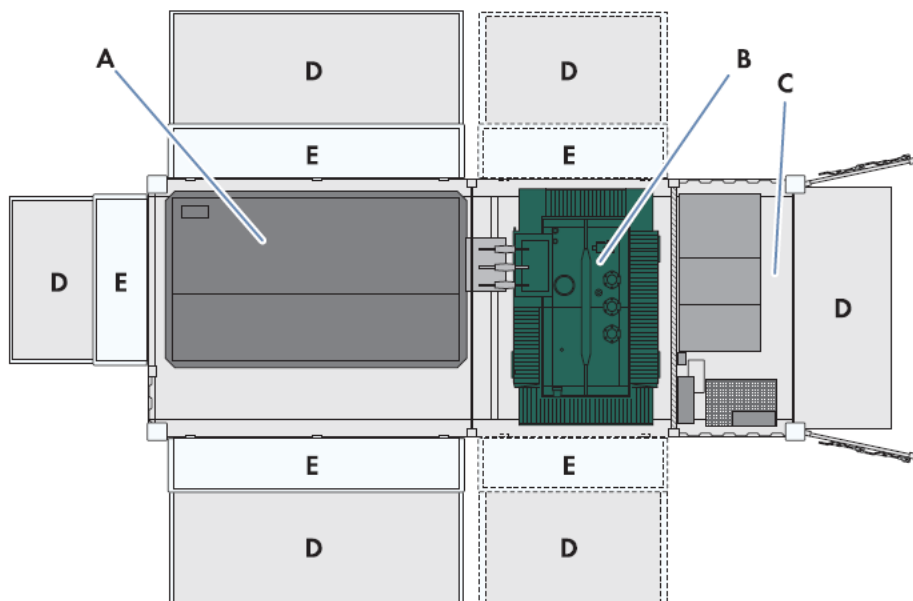


Figura 1-26 Estructura de la estación central de media tensión [9]

Una vez expuestas las características técnicas, en la siguiente tabla se recoge un breve resumen del número de estaciones centrales de media tensión que se han dispuesto en la planta fotovoltaica atendiendo a la configuración

global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–13 Resumen del número de estaciones centrales de media tensión

<b>RESUMEN DEL NÚMERO DE ESTACIONES CENTRALES DE MEDIA TENSION</b>	
<b>DATOS</b>	<b>VALOR</b>
Número total de estaciones centrales de media tensión	24
<b>UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)</b>	
Número de estaciones centrales de media tensión	1

### 1.9.6 Estación de salida y control

Hemos denominado a la estación de salida y control, al edificio que se situará en un extremo de nuestra parcela lo más centrado posible ya que se encargara de recoger todas y cada una de las líneas resultantes de los subcampos de nuestra instalación, para derivar la línea de salida final hacia la SET.

Este edificio contendrá los siguientes elementos:

- Celdas de entrada y salida MT
- Celdas de protección MT
- Celdas de medida MT
- Controlador de potencia de la planta (PPC)
- Sala de vigilancia de la planta y sala de comunicaciones
- Sala de servicios auxiliares

### 1.9.7 Sala de servicios auxiliares

La sala de servicios auxiliares es una sala perteneciente a la estación de salida y control donde donde alojaran los siguientes elementos:

- Transformador de servicios auxiliares
- Cuadro de Baja tensión (con las protecciones adecuadas)
- Grupo electrógeno

Esta sala se encargara de la alimentación de todos los servicios demandantes de energía eléctrica de nuestra central fotovoltaica, entre los cuales se incluyen:

- Motores encargados del movimiento en los seguidores solares
- Sistema de iluminación de la planta y estación de salida y control
- Sistema de vigilancia de la planta CCTV

Esta sala es de gran importancia para nuestra central fotovoltaica ya que tanto en caso de fallo de red como fallo de la central, los grupos electrógenos se pondrán en marcha y se encargaran de alimentar los servicios auxiliares.

### 1.9.8 Estación meteorológica

La estación meteorológica a instalar tiene como objetivo la toma de datos meteorológicos en el emplazamiento. Cada estación meteorológica constará de sensores para medir los siguientes parámetros:

- Irradiación en el plano horizontal.

- Irradiación en el plano de los módulos.
- Humedad relativa.
- Velocidad y dirección del viento.
- Precipitación.
- Presión atmosférica.
- Temperatura del módulo.
- Temperatura ambiente.

En la Figura 1-27 se muestra una estación meteorológica que contiene todos los elementos necesarios para medir los parámetros anteriormente mencionados



Figura 1-27 Estación meteorológica [12]

### 1.9.9 Cajas de conexiones o combiner box

Como vimos en la Figura 1-23, entre el generador fotovoltaico y el inversor se disponen unos elementos que a partir de ahora denominaremos combiner box.

Estos elementos tienen el fin de optimizar nuestro campo fotovoltaico agrupando los ramales derivados de los paneles fotovoltaicos, ya que pueden conectar en paralelo varios ramales o series permitiendo un diseño mucho más compacto en plantas fotovoltaicas de estas características., además permiten proteger de forma fiable frente a corrientes inversas a la vez que monitorizan perfectamente cada uno de los ramales conectados. Para analizar con precisión el rendimiento y posibles errores, cada serie o ramal se mide por separado y los datos se transmiten en el acto.

En la Figura 1-28 se muestra la combiner box seleccionada, String-Monitor de SMA, que usaremos en nuestra planta fotovoltaica para cumplir con tres objetivos:

1. Reducir el número de ramales de cada subcampo, permitiendo un diseño más organizado de la planta y así la correcta disposición con el inversor ya que únicamente dispone de 24 entradas.
2. Protección efectiva de cada uno de los ramales con fusibles de fácil acceso y mantenimiento.
3. Monitorización de cada uno de los ramales para su correcto control



Figura 1-28 Combiner box [9]

En la Figura 1-29 se muestra una disposición ejemplo de las cajas de concentración de ramales conectada junto al inversor y cuyas características mas importantes de estos elementos se muestran en la

Tabla 1-14.

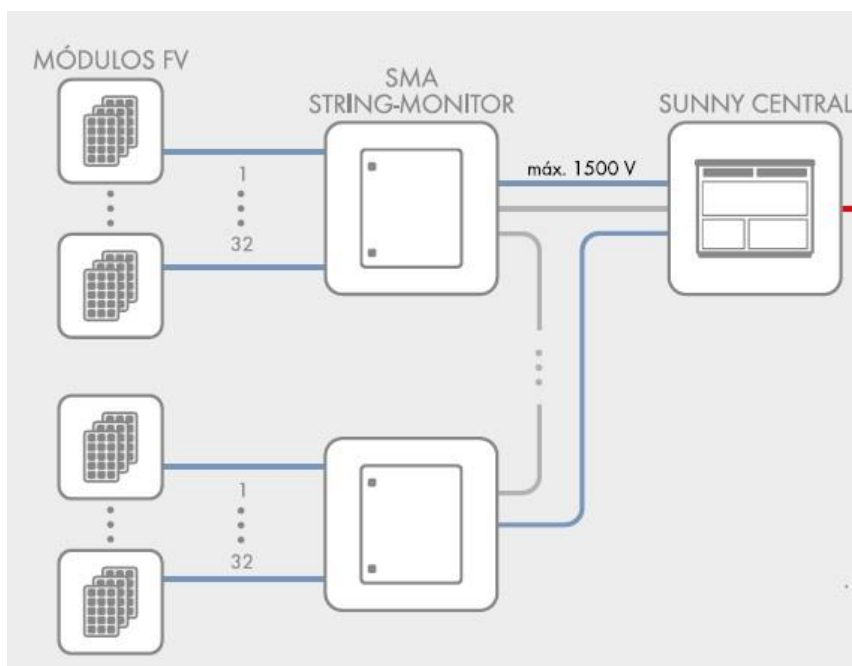


Figura 1-29 Disposición ejemplo de las cajas de concentración de series [9]



Tabla 1–14 String Box SMA

DATOS DE ENTRADA (DC)	VALOR
Tensión asignada	1000 V
Número de entradas por caja	16 / 24 / 32
Corriente asignada por entrada	19 A / 19 A / 19 A
Conexión del ramal	SUNCLIX
DATOS DE SALIDA (DC)	VALOR
Corriente asignada	Hasta 315 A / 315 A / 315 A
Interruptor-seccionador de CC	Hasta 400 A/ 1000 V
Descargador de sobretensión de CC	Tipo 2: 20 kA/ 40kA
Número de salidas	1 o 2

En un último comentario sobre este elemento, debemos aclarar cómo se lleva a cabo la protección de cada uno de los ramales. En la Figura 1-30 mostramos los tipos de protección que se pueden llevar a cabo con respecto a los ramales, estos fusibles de ramal, son “fusibles de String integrados en el cableado”, están integrados en la conexión fuera de la carcasa de la caja de concentración, lo que permite un rápido control y mantenimiento en caso de que un ramal fallase, ya que de otra forma, el control para determinar un fallo en un solo ramal de un subcampo entero sería una odisea para el operador de mantenimiento. Para nuestro caso se llevará a cabo la protección en ambos lados con conectores con fusible integrado en el polo positivo y negativo.

**Protección de un solo lado con conector con fusible integrado en el polo positivo o negativo**

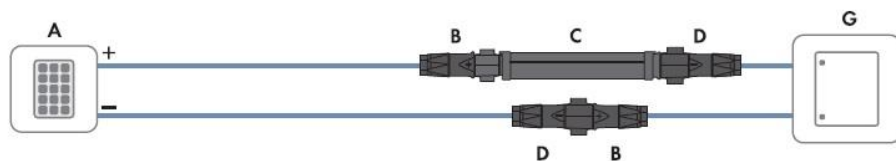


Imagen 1: Protección de un solo lado con conector con fusible integrado en el polo positivo (ejemplo)

**Protección de ambos lados con conectores con fusible integrado en el polo positivo y el polo negativo**

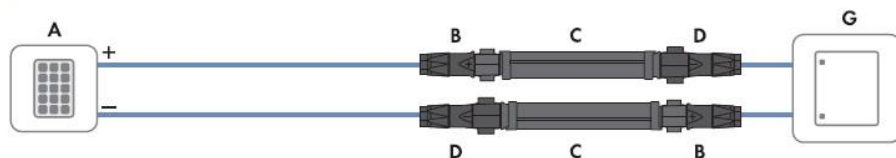


Imagen 2: Protección de ambos lados con conectores con fusible integrado en el polo positivo y el polo negativo (ejemplo)

**Dos strings conectados a un fusible mediante un adaptador en Y**

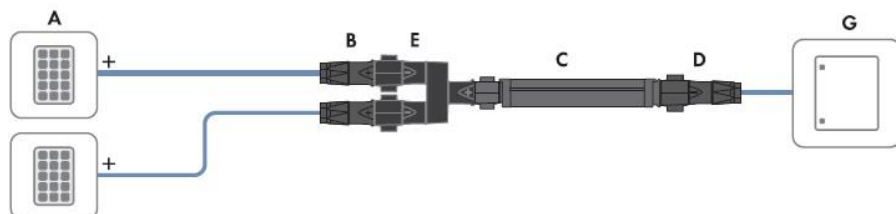


Imagen 3: Dos strings conectados a un fusible mediante un adaptador en Y (ejemplo)

Figura 1-30 Tipos de protección de los ramales [9]

Para nuestra instalación usaremos combiner box de 16 entradas, en la siguiente tabla se recoge un breve resumen del número de combiner box que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–15 Resumen del número de combiner box

RESUMEN DEL NÚMERO DE COMBINER BOX	
DATOS	VALOR
Número total de combiner box	576
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de combiner box	24

### 1.9.10 Cableado

Denominamos al cableado a los elementos que se encargan del transporte o conducción de energía eléctrica, son fabricados generalmente en cobre debido a la excelente conductividad del material, pero también pueden ser de aluminio, aunque posee menor conductividad pero es más ligero para la misma capacidad y típicamente más económico que el cobre.

Un cable con frecuencia se compone de los siguientes elementos:

- Conductor: Elemento que conduce la corriente eléctrica y puede ser de diversos materiales metálicos. Puede estar formado por uno o varios hilos.
- Aislamiento: Recubrimiento que envuelve al conductor, para evitar la circulación de corriente eléctrica

fuera del mismo.

- Capa de relleno: Material aislante que envuelve a los conductores para mantener la sección circular del conjunto.
- Cubierta: Está hecha de materiales que protejan mecánicamente al cable. Tiene como función proteger el aislamiento de los conductores de la acción de la temperatura, sol, lluvia, etc.

Para este elemento, debemos diferenciar entre los tipos de cableado que encontraremos en nuestra instalación fotovoltaica, un cableado de baja tensión (BT), un cableado de media tensión (MT) y un cableado de alta tensión (AT) el cual únicamente realizaremos una breve descripción del mismo.

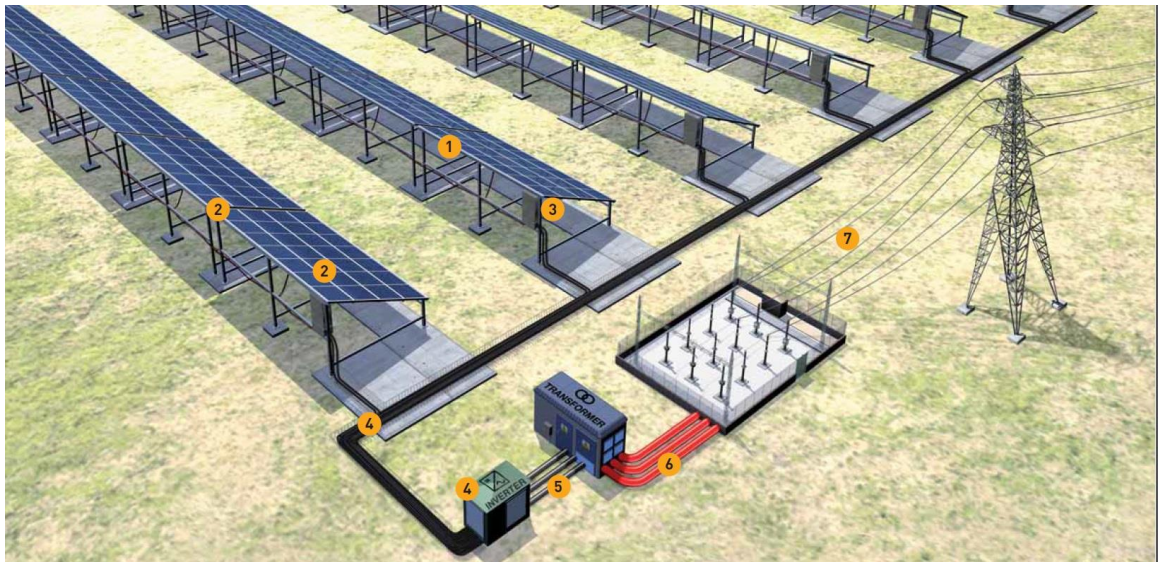


Figura 1-31 Instalación tipo de un parque solar fotovoltaico [6]

En la Figura 1-31 se muestra una instalación tipo de una central solar fotovoltaica donde se representa mediante diferentes puntos, los cableados y elementos que nos encontraríamos en una instalación de este tipo, con el fin de aclarar lo mejor posible la instalación, diseño y selección de los cables que se usan.

Donde la leyenda de los puntos es:

1. Panel Fotovoltaico.
2. Cableado de conexión entre los paneles fotovoltaicos en serie y cableado de conexión de un ramal con la combiner box.
3. Combiner box.
4. Cableado de conexión de las combiner box con inversor y representación del Inversor.
5. Cableado de conexión inversor-transformador.
6. Cableado de conexión transformador-Subestación elevadora.
7. Cableado de conexión con la red de transporte.

#### 1.9.10.1 Cableado de baja tensión y sus conectores

Empezando por el cableado de BT, comprendido entre el generador fotovoltaico hasta el cuadro de BT del transformador, en los que encontramos los tramos de los paneles fotovoltaicos hasta las combiner box (1-2-3), desde las combiner box al inversor (3-4) y del inversor al transformador (4-5).

Entre estos tramos debemos diferenciar, el circuito de corriente continua los dos primeros tramos indicados (1-2-3-4) y el circuito de corriente alterna el cual es el último tramo indicado (4-5). los cuales hacemos referencia en la Figura 1-31.

En cuanto al tipo de cable a utilizar, conviene que destaquemos una serie de puntos que podemos aplicar de manera genérica para cualquier parque fotovoltaico. Una instalación fotovoltaica, debido a sus características

particulares, está sometida a unas condiciones ambientales rigurosas. Cabe destacar que el generador fotovoltaico se encuentra a la intemperie, de forma que los conductores discurrirán a la intemperie o por zanja.

Una de las características particulares de la instalación fotovoltaica es la elevada temperatura que se alcanza en el dorso de los paneles, pudiendo llegar a ser superior de los 90°C. Esto imposibilita usar cables cuya temperatura máxima de servicio de su aislante sea de 90°C.

La especificación en la norma UNE-EN 50618:2015 establece las características de cables para instalaciones fotovoltaicas, las cuales se recogen a continuación:

- Temperatura máxima del conductor 120 °C
- Resistencia a temperaturas extremas
- Resistencia UV
- Resistencia al ozono
- Resistencia a la absorción de agua
- Libre de halógenos
- No propagador de incendios
- Baja emisión de gases corrosivos

Para nuestra instalación de cableado de CC y BT correspondiente a los tramos (1-2-3) se ha decidido usar el cable P-Sun 2.0 de 0,6/1 kV de Prysmian, un cable diseñado específicamente para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica y que se muestra en la siguiente figura.



Figura 1-32 Cable P-Sun 2.0 [13]

Las principales características de esta cableado se exponen en la siguiente Tabla 1–16.

Tabla 1–16 Características del cable P-Sun 2.0

DATOS	VALOR
Denominación	ZZ-F
Tensión Asignada	0.6 – 1 kV
Conductor	Cobre electrolítico flexible clase 5
Aislamiento	Goma tipo EI6
Cubierta	Mezcla cero halógenos, tipo EM5

Para la conexión de los paneles entre si se usaran los accesorios multi-contact MC4 que permiten obtener conexiones seguras entre el cable solar de alimentación y el conector. Esto permitirá una rápida conexión entre el conductor del panel de 4 mm<sup>2</sup> y el conductor del ramal que suelen tener secciones de 6 y 10 mm<sup>2</sup>.



Figura 1-33 Conectores MC4 macho y hembra [6]

Siguiendo con la estructura de anteriores apartados y de cara a dar al lector una idea de las mediciones de este proyecto, se recoge en la siguiente tabla el número de metros a utilizar de cable P-Sun 2.0 de las dos secciones utilizadas en nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–17 Resumen del número metros del cable P-Sun 2.0

RESUMEN DEL NÚMERO DE METROS DE CABLE P-SUN 2.0	
DATOS	VALOR
Número de metros del cable P-Sun 2.0 (sección 4 mm <sup>2</sup> )	194.550
Número de metros del cable P-Sun 2.0 (sección 6 mm <sup>2</sup> )	389.100
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de metros del cable P-Sun 2.0 (sección 4 mm <sup>2</sup> )	8.106
Número de metros del cable P-Sun 2.0 (sección 6 mm <sup>2</sup> )	16.212

Para el cableado de los tramos de unión entre los combiner box y el inversor (3-4-5) de CC, usaremos un cable enterrado bajo tubo y cumpliendo con la normativa de referencia y el REBT, así como la recomendación del fabricante Prysmian, el cable elegido es el Afumex Class 1000 V (AS) 0,6/1 kV de Prysmian, el cual se muestra a continuación:



Figura 1-34 Cable Afumex Class 1000 V [13]

Este cable presenta la siguiente tabla de características, así como su denominación:

Tabla 1–18 Características del cable Afumex Class 1000 V (AS)

DATOS	VALOR
Denominación	RZ1-K (AS)
Tensión asignada	0,6-1 kV
Conductor	Cobre electrolítico flexible clase 5
Aislamiento	Mezcla de polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta	Mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX

En la siguiente tabla se recoge el número de metros a utilizar de cable Afumex Class 1000 V (AS) de las tres secciones utilizadas en la interconexión de los inversores con las combiner box nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–19 Resumen del número metros del cable Afumex Class 1000 V (AS)

RESUMEN DEL NÚMERO DE METROS DE AFUMEX CLASS 1000 V (AS)	
DATOS	VALOR
Número de metros de cable de sección 120 mm <sup>2</sup>	27.864
Número de metros de cable de sección 185 mm <sup>2</sup>	36.600
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de metros de cable de sección 120 mm <sup>2</sup>	1161
Número de metros de cable de sección 185 mm <sup>2</sup>	1525

Este cable también será usado tanto para los circuitos de CA que alimentaran a los motores de movimiento de seguidores solares como los circuitos de iluminación perimetral y cámaras de seguridad, puesto que cumple con lo exigido en la normativa para instalaciones enterradas.

En la siguiente tabla se recoge el número de metros a utilizar de cable Afumex Class 1000 V (AS) para alimentación de motores, iluminación y CCTV. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–20 Resumen del número metros del cable para alimentación de motores

RESUMEN DEL NÚMERO DE METROS DE AFUMEX CLASS 1000 V (AS)	
DATOS	VALOR
Número de metros de cable de sección 16 mm <sup>2</sup>	43.081

#### 1.9.10.2 Cableado de media tensión

El cableado de media tensión comprenderá la conexión en serie de los transformadores elevadores con la estación de salida y control. Los cables que se van a utilizar para la parte de media tensión serán Al Voltane H del fabricante Prysmian, dichos cables serán flexibles unipolares de tensión asignada 12/20 kV en corriente

alterna y que se muestra en la Figura 1-35.



Figura 1-35 Cable Al Voltane H 12/20 kV [13]

Este cable presenta la siguiente tabla de características, así como su denominación:

Tabla 1–21 Características del cable Al Voltane H 12/20 kV

DATOS	VALOR
Denominación	AL RHZ1-OL
Tensión Asignada	12-20 kV
Conductor	Aluminio Semirrígido clase 2
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Pantalla	Corona de hilos de cobre de 16 mm <sup>2</sup>
Cubierta	Poliolefina termoplástica, Z1 Vemex

En la siguiente tabla se recoge el número de metros a utilizar del cable Al Voltane H 12/20 kV de las tres secciones utilizadas en la interconexión de estaciones centrales de media tensión y la estación de salida y control de nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global únicamente ya que no todos los subsistemas tienen el mismo número de metros. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–22 Resumen del número metros del cable Al Voltane H para la interconexión de inversores

RESUMEN DEL NÚMERO DE METROS DE AL VOLTANE H	
DATOS	VALOR
Número de metros del cable Al Voltane H (sección 50 mm <sup>2</sup> )	4640
Número de metros del cable Al Voltane H (sección 95 mm <sup>2</sup> )	4640
Número de metros del cable Al Voltane H (sección 240 mm <sup>2</sup> )	3610

### 1.9.10.3 Cableado de alta tensión

Por ultimo mencionar que el cableado de alta tensión corresponde al tramo 7 de la Figura 1-31, el cual es la unión de la subestación transformadora elevadora con la red de transporte. Para estos tramos se usa un cable de aluminio desnudo con alma de acero ACSR, el uso del aluminio en lugar de cobre para este tipo de líneas es del menor coste que tiene el aluminio, ya que se usaran tramos de grandes distancias. En la Figura 1-36 se muestra una imagen del mismo. Destacar que el cálculo de este cable no entra dentro del ámbito de este proyecto.





Figura 1-36 Cable de aluminio desnudo con alma de acero [6]

### 1.9.11 Protecciones

A la hora de diseñar correctamente una instalación fotovoltaica conectada a red ha de garantizarse, por un lado, la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red, por todo ello son necesarias las protecciones de nuestra central fotovoltaica.

A continuación se detallaran las medidas de seguridad y protecciones en función de los riesgos asociados y teniendo en cuenta las características particulares de nuestra instalación fotovoltaica objeto del proyecto. Diferenciaremos por lo tanto en protecciones eléctricas del lado de corriente continua y protecciones eléctricas del lado de corriente alterna.

#### 1.9.11.1 Protecciones eléctricas del lado de corriente continua

En el campo fotovoltaico se alcanzan tensiones de continua muy superiores a las que un ser humano puede llegar a soportar si entrase en contacto con ella, por lo tanto en este punto se debe hacer cumplir normas UNE vigentes y en el Reglamento electrotécnico de baja tensión y en particular su ITC-BT-24 de protección contra contactos directos e indirectos, su ITC-BT-23 de protección contra sobretensiones y su ITC-BT-22 de protección contra sobreintensidades.

##### Protecciones contra contactos directos

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Todos los medios a utilizar vienen expuestos en la norma UNE-HD 60364-4-41, que son habitualmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas
- Protección por medio de barreras y envolventes
- Protección por medio de obstáculos
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual

Por lo tanto para prevenir un contacto directo en la instalación se hará cumplir todo lo dispuesto anteriormente.

##### Protección contra contactos indirectos

Este tipo de protección se consigue mediante la aplicación de algunas de las medidas que se recogen en la ITC-BT-24, para nuestra instalación y previniendo el caso de que se produjese un contacto indirecto con alguna parte de la instalación, se ha proyectado un sistema cumpliendo con una de las medidas de ITC que corresponde al uso de equipos de clase II o por aislamiento equivalente.

Utilizando esta medida se asegura:

1. Utilización de equipos con un aislamiento doble o reforzado



2. Conjuntos de apartamentas contruidos en fábrica y que posean aislamiento equivalente (doble o reforzado).

La norma UNE-HD 60364-4-41 describe el resto de características y revestimiento que deben cumplir las envolventes de estos equipos. Señalar que los módulos fotovoltaicos estarán clasificados como equipos de protección clase II, se usaran cables dotados con el aislamiento y cubierta que cumpla con lo dispuesto, así como las cajas de concentración que usaremos serán de doble aislamiento, con grados de protección como mínimo IP-65, debidamente protegido y señalizado.

Existirá además un controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. En el caso de que ese valor sea superior, el inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo

#### Protecciones contra sobreintensidades

La instalación de corriente continua, dispondrá de elementos de protección contra sobreintensidades según recogen las ITC-BT-22

Para la protección contra sobreintensidades los circuitos estarán protegidos contra los efectos de las sobreintensidades que se puedan presentarse en el mismo, para la cual la interrupción de este circuito se realizara en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Diferenciaremos entre protección contra sobrecargas y protección contra cortocircuitos. Para la protección contra sobrecargas el límite de intensidad de corriente admisible de un conductor ha de quedar garantizado en todo caso por el dispositivo de protección utilizado. Este podrá estar constituido por un interruptor automático con curva térmica de corte, o por fusibles calibrados. Para la protección contra cortocircuitos se admiten fusibles calibrados correctamente o interruptores automáticos con sistemas de corte omnipolar.

Para nuestra instalación se ha decidido la instalación de fusibles calibrados en los conductores que prevengan las sobreintensidades y los cortocircuitos, calibrados a la intensidad máxima admisible del conductor. Un fusible consiste fundamentalmente en un alambre o tira metálica inserta en el circuito de corriente que al rebasarse cierta intensidad se funde, provocando la desconexión y protegiendo así al circuito. Por lo tanto, todo fusible habrá que reponerlo después de haber cumplido su función.

Los fusibles a utilizar tienen la misión principal de proteger los distintos ramales frente a sobreintensidades así como de aislar un ramal del resto para facilitar labores de mantenimiento. Como se ha comentado anteriormente estos fusibles irán dispuestos en cada uno de los ramales según uno de los tipos de disposición que fueron presentadas en la Figura 1-30. La norma UNE-HD 60364-4-43 recoge todos los aspectos requeridos para los dispositivos de protección mencionados.



Figura 1-37 Fusible calibrados [14]

En la Figura 1-37 se muestra un ejemplo de los fusibles que usaremos en nuestra instalación, estos serán tipo gPV 10x38 pertenecientes a la empresa df electrica destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas. Los cuales estarán calibrados como hemos mencionado según la intensidad admisible de cada conductor y de cada cortocircuito que se produzca. Las características mas importantes sobre estos elementos son recogidos en la siguiente tabla.

Tabla 1–23 Características de los fusibles gPV 10x38 del fabricante df electrica

DATOS	VALOR
Denominación	gPV 10x38
Intensidad Nominal	Desde 1 A a 20 A
Poder de corte	30 kA
Tensión Asignada DC	1000 V

En la siguiente tabla se recoge el número de fusibles utilizados en nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa. Recordemos que si dispondrán un fusible en cada uno de los conductores, tanto en el positivo como el negativo.

Tabla 1–24 Resumen del número de fusibles

RESUMEN DEL NÚMERO DE FUSIBLES GPV 10x38	
DATOS	VALOR
Número de fusibles gPV 10x38 (In:12 A)	18432
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de fusibles gPV 10x38 (In:12 A)	768

Una vez entramos en la combiner box alojados en su interior encontraremos dos dispositivos de protección. El primero de ellos corresponde a un interruptor seccionador de corte de CC que protega la línea de salida hacia el inversor y tiene funciones de dispositivo de control ya que se suele accionar manualmente (aunque a veces dispone de disparo eléctrico para mayor comodidad del usuario) y es un dispositivo no automático de dos posiciones (abierto/cerrado). Se utiliza para cerrar y abrir circuitos cargados en condiciones normales de circuitos, sin defectos. En la Figura 1-38 se muestra el interruptor seccionador de CC que utilizaremos en nuestra instalación, S5000 DC de Telergon.



Figura 1-38 Interruptor de corte de hasta 400 A / 1000 V [15]

Las características mas importantes sobre estos elementos de protección son recogidos en la siguiente tabla.

Tabla 1–25 Características del interruptor de corte S5000 DC

DATOS	VALOR			
Denominación	S5000 DC			
Intensidad de empleo	100 A	160 A	250 A	400 A
Poder de corte	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA
Tensión Asignada DC	1000 V			
Nº de maniobras con carga	200	200	200	200

En la memoria justificativa se ha seleccionado el dispositivo S5000 DC de Telergon con una intensidad nominal de 250 A.

En la siguiente tabla se recoge el número de dispositivos S5000 DC de 250 A utilizados en nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción.

Tabla 1–26 Resumen del número de dispositivo S5000 DC

RESUMEN DEL NÚMERO DE INTERRUPTORES DE CORTE S5000 DC ( 250 A)	
DATOS	VALOR
Número de interruptores de corte S5000 DC (250 A)	576

UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de interruptores de corte S5000 DC (250 A)	24

### Protecciones contra sobretensiones

El segundo elemento que encontraremos dentro de la combiner box en el ámbito de la protección, corresponde al uso de varistores (descargadores de tensión), los cuales son dispositivos de protección frente a sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas. En cada una de las combiner box se alojara un varistor con poder de corte suficiente (categoría II) para garantizar la seguridad.

En la Figura 1-39 se muestra el protector contra sobretensiones que usaremos en nuestra instalación, dicho elemento es el DG M YPV 1200 FM del fabricante DEHN.



Figura 1-39 DG M YPV 1200 FM [16]

Las características mas importantes sobre estos elementos de protección son recogidos en la siguiente tabla.

Tabla 1–27 Características del DG M YPV 1200 FM del fabricante DEHN

DATOS	VALOR
DPS según EN 50539-11	Tipo 2
Maxima tension PV	1170 A
Resistencia a cortocircuitos	10 kA
Corriente total de descarga (8/20 $\mu$ s)	40 kA
Nivel de protección	$\leq 4$ kV

En la siguiente tabla se recoge el número de dispositivos DG M YPV 1200 FM utilizados en nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–28 Resumen del número de dispositivos DG M YPV 1200 FM

RESUMEN DEL NÚMERO DE DISPOSITIVO PROTECTOR CONTRA SOBRETENSIONES DG M YPV 1200 FM	
DATOS	VALOR
Número de dispositivos DG M YPV 1200 FM	576
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	

Número de dispositivos DG M YPV 1200 FM	24
---	----

Para finalizar con las protecciones que almacena la combiner box y su posición en la misma, se muestra el interior de la combiner box en la Figura 1-40.

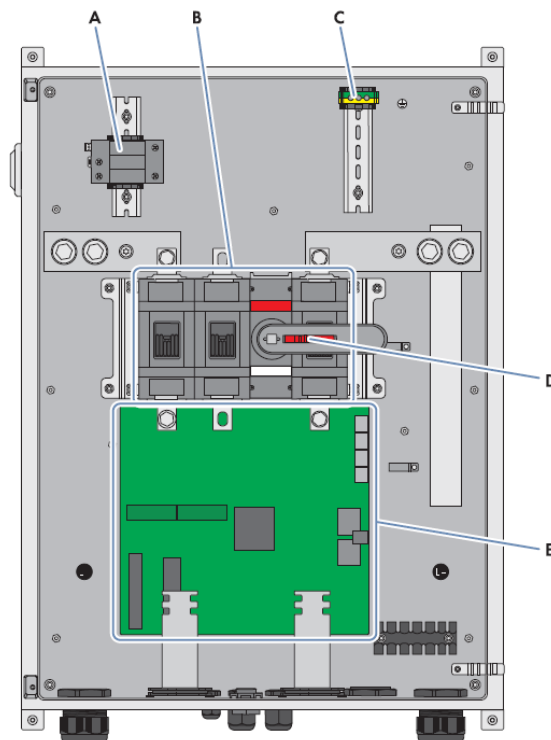


Figura 1-40 Interior de la combiner box [9]

En la siguiente tabla se muestra la denominación de las posiciones del interior de la combiner box.

Tabla 1–29 Interior de la combiner box

POSICIÓN	DENOMINACIÓN
A	Protección contra sobretensión de CC
B	Interruptor-seccionador de potencia de CC
C	Borne para conectar la protección contra sobretensión de CC a la puesta a tierra funcional
D	Mando giratorio del interruptor-seccionador de potencia de CC
E	Subgrupo del equipo electrónico

Tras la combiner box, nos encontraremos con la estación central de media tensión donde se aloja el inversor, el transformador y las celdas de media tensión. Debemos señalar que el inversor presenta protecciones para todos los circuitos de entrada y que señalamos a continuación.

#### Protecciones a la entrada del inversor

A partir de este punto, el dimensionado de la estación de transformación forma parte del alcance de SMA, quién suministra e integra las protecciones de entrada y salida del inversor, las propias internas del mismo, y las celdas medias tensión transformador dentro de la estación.

A continuación se muestra en las siguientes figuras una imagen de la estructura del inversor, así como una imagen de los componentes del inversor donde aparecen los principales elementos de protección.

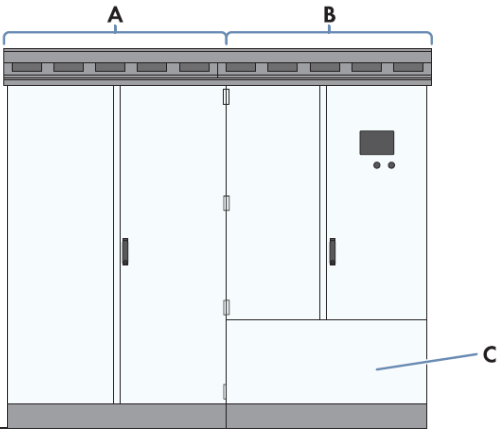


Figura 1-41 Vista exterior del inversor Sunny Central 2200 [9]

Tabla 1–30 Estructura del inversor

POSICIÓN	DENOMINACIÓN
A	Armario del inversor
B	Armario de conexión
C	Área de conexión

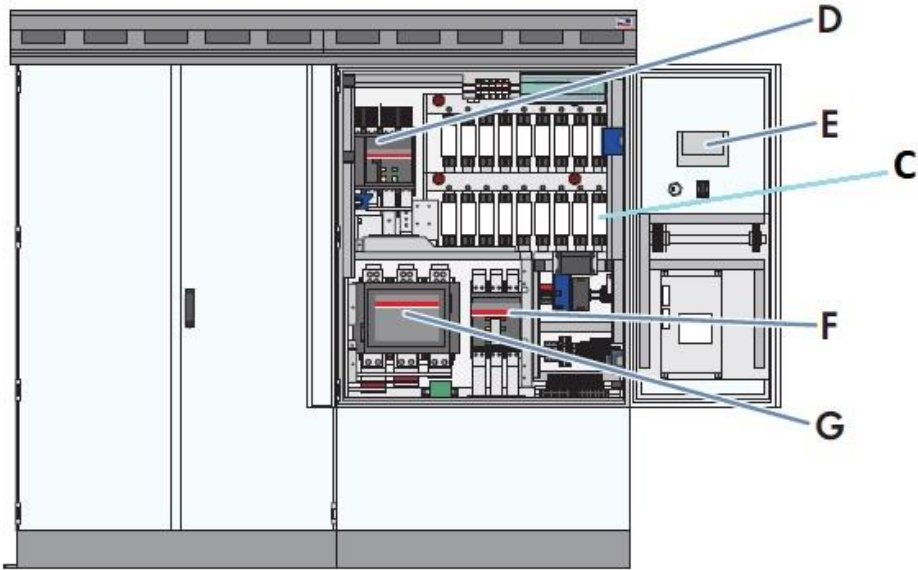


Figura 1-42 Interior del inversor Sunny Central (Protecciones) [9]

Tabla 1–31 Componentes del inversor

POSICIÓN	DENOMINACIÓN	EXPLICACIÓN
C	Fusibles de protección de entrada	Estos fusibles son los encargados de proteger cada uno de los circuitos de entrada al inversor que provienen del generador fotovoltaico
D	Interruptor de CC	Encargado de la desconexión automática del inversor del generador de fotovoltaico.

E	SC-COM	El SC-COM es la unidad de comunicación del inversor. Este dispositivo establece la comunicación entre el inversor y el operador de planta
F	Seccionador de CA	Con el seccionador de CA puede desconectarse manualmente la conexión eléctrica entre el inversor y el transformador de media tensión.  En caso de haber corriente residual, el seccionador de CA desconecta automáticamente la conexión entre el inversor y el transformador de media tensión.
G	Interruptor de CA	El interruptor de CA desconecta automáticamente la conexión eléctrica entre el inversor y el transformador de media tensión.

Siguiendo con el camino marcado por la figura anterior, observamos las que primeras protecciones que nos encontraremos de los circuitos con salida en las combiner box y de entrada al inversor serán fusibles calibrados para la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos y que están instalados en el armario de conexiones del inversor. Estos fusibles serán fusibles de cuchilla NH pertenecientes a la empresa df Electric especialmente diseñados para aplicaciones fotovoltaicas y que mostramos en la figura inferior



Figura 1-43 Fusibles de cuchilla NH [14]

Tabla 1–32 Características de los fusibles cuchilla NH del fabricante df electrica

DATOS	VALOR
Denominación	gPV NH
Intensidad Nominal	Desde 25 A a 400 A
Poder de corte	30 kA
Tensión Asignada DC	1000 V

En la siguiente tabla se recoge el número de fusibles gPV NH utilizados en nuestro proyecto que se han dispuesto

en la central atendiendo a la configuración global y a la configuración de nuestro subsistema de 2,2 MW y principal unidad de producción. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–33 Resumen del número de dispositivos fusibles de cuchilla NH

RESUMEN DEL NÚMERO DE FUSIBLES gPV NH	
DATOS	VALOR
Número de fusibles gPV NH	576
UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)	
Número de fusibles gPV NH	24

El siguiente elemento de protección que nos encontramos a la entrada del inversor y que aparece en la figura es un interruptor-seccionador de CC cuya misión principal ya comentada es la desconexión automática del inversor del generador fotovoltaico. No comentaremos nada mas sobre este elemento puesto que su dimensionamiento y selección formaría parte del fabricante SMA.

#### 1.9.11.2 Protecciones eléctricas del lado de corriente alterna en B.T y M.T

Las protecciones del lado de corriente alterna vendrán diseñadas también por el fabricante SMA. Aunque de nuevo se hará cumplir todo lo dispuesto anteriormente en cuanto a protección contra contactos directos e indirectos que indican en el REBT. Si observamos la Figura 1-42 encontramos los siguientes elementos que ya han sido comentadas anteriormente:

- Seccionador de CA
- Interruptor de CA: Permitirá el corte de la estación para labores de mantenimiento, al mismo tiempo que protegerá frente a sobrecargas.

Para la protección contra sobretensiones el propio inversor como ya hemos mencionado constará de un descargador de sobretensiones para las tres fases más el neutro. En la tabla de características técnicas referentes a la protección del inversor 2200 SC que utilizamos en nuestra instalación y que mostramos en la Figura 1-44 hacemos referencia a las protecciones mencionadas.

Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Type II surge arrester	
DC ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	○ / ○
DC insulation monitoring	○	○
Galvanic isolation	●	●
Arc fault resistance control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s

Figura 1-44 Protecciones del Inversor

#### Protecciones alojadas en la sala de media tensión

Las protecciones de media tensión que se alojan en la sala de media tensión de nuestra estación son dimensionadas en función de los parámetros que aportemos de nuestra instalación, donde las principales variables a tener en cuenta serían:

- Poder de corte (PdC) a tener en cuenta. Este debe estar en función de la corriente de cortocircuito máxima.
- Corriente máxima de la línea de media tensión.
- Tensión de diseño de la Media Tensión.

Estas protecciones como ya hemos comentado son dimensionadas por el propio fabricante de la estación de potencia, dichas protecciones se alojan un sistema compacto con 2 posiciones de línea, entrada y salida, y una



posición de protección con interruptor combinado con fusibles.

Podemos hacer la diferenciación entonces de dos tipos de celdas:

#### Celda de línea Interruptor-seccionador (CML)

Celda con envolvente metálica, constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, con una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra.

#### Celda de Protección con fusibles (CMP)

Celda con envolvente metálica, de protección con fusibles, constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables, y en serie con él, un conjunto de fusibles fríos, combinados o asociados a ese interruptor. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

A continuación mostramos representadas en las Figura 1-45 y Figura 1-46 el esquema de la celda mas usada en las estaciones de media tensión si diseñásemos nosotros estas protecciones. Las celdas que utilizaríamos pertenecen a la empresa Ormazabal especialista en apartamento en media tensión y la seleccionada para nuestras estaciones centrales de media tensión sería la celda cgmcosmos-2lp.

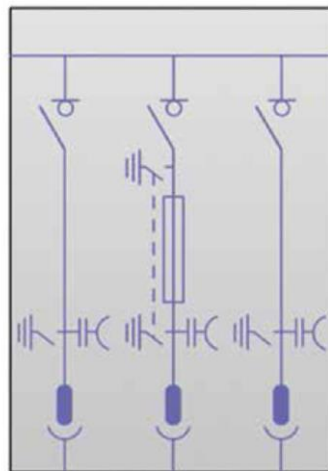


Figura 1-45 Esquema celda cgmcosmos-2LP (RMU) [17]



Figura 1-46 Celda cgmcosmos-2LP [17]

Las principales características tanto eléctricas como en referencia a sus protecciones de las celdas cgmcosmos-2LP son recogidas en la siguiente tabla:

Tabla 1-34 Características principales de las celdas de media tensión cgmcosmos-2LP

<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
<b>DATOS</b>	<b>VALOR</b>
Tensión Asignada	24 KV
Corriente asignada embarrado general	400 A
Corriente asignada línea	400 A
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión soportada ante un impulso tipo rayo	125 KV
<b>PROTECCION INTERRUPTOR</b>	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)	16/20 kA ( 1/3 seg)
Poder asignado de corte corriente principalmente activa	400 A
Poder de corte en cortocircuito	16/20 kA
<b>PROTECCION SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA</b>	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)	16/20 kA ( 1/3 seg)
Endurancia mecánica	1000-M1
Ciclos de maniobra	5-E2

#### Protecciones en la estación de salida y control

Finalmente llegamos a la estación de salida y control donde al igual que en las estaciones de potencia, contendrá varias celdas de línea en función del número de cables de MT que confluyan en la estación procedentes del generador fotovoltaico, así como la celda de protección necesaria para salida para la SET, así como su celda de medida y una celda de salida protegida para el transformador de servicios auxiliares de la sala de servicios auxiliares para las funciones ya descritas anteriormente.

Además este transformador en baja tensión se unirá al embarrado de baja tensión donde saldrán los diferentes circuitos de alimentación que estarán protegidos con interruptores-magnetotérmicos e interruptores diferenciales calibrados en función de la carga del circuito a que este destinado su uso.

### 1.9.12 Puesta a tierra

En nuestra instalación la puesta a tierra se llevara a cabo de tal modo que las masas o elementos metálicos que se interconectan tengan el mismo potencial en todo momento.

La función de la puesta a tierra (p.a.t.) es la de forzar la derivación al terreno de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya se trate de corrientes de defecto, bajo frecuencia industrial, o debidas a descargas atmosféricas, logrando de este modo:

1. Limitar la diferencia de potencial que en un momento dado pueda presentarse entre estructuras metálicas y tierra
2. Posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo de esta forma el riesgo que supone una avería para el material utilizado y las personas
3. Limitar las sobretensiones internas que puedan aparecer en la red eléctrica en determinadas condiciones de explotación

Por lo tanto, las funciones principales que toda puesta a tierra ha de cumplir son:

- Seguridad de las personas
- Protección de las instalaciones
- Mejora de la calidad de servicio
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia

La puesta a tierra se logra a partir de la unión eléctrica directa sin fusibles ni protección alguna de partes del circuito eléctrico mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En la Figura 1-47, se muestra la instalación tipo de barras o picas (electrodos) enterradas en el suelo y que se usaran en este proyecto. Este tipo de montaje a tierra consistirá en la conexión de un cable de cobre desnudo a todas las partes metálicas y conectores de tierra de nuestros equipos, estos se dispondrán formando una malla rectangular entre los diferentes electrodos dispuestos en la instalación.

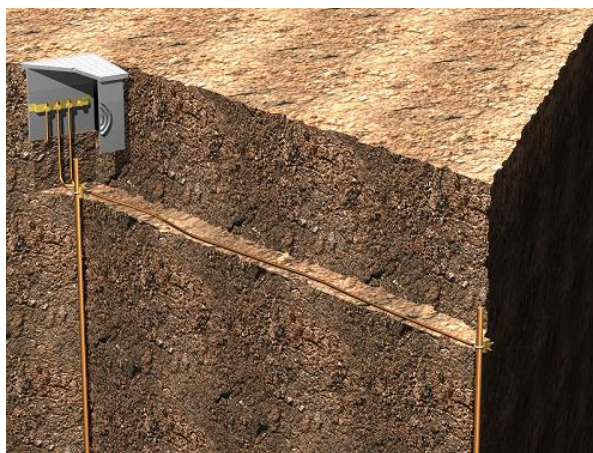


Figura 1-47 Instalación de puesta a tierra

En la siguiente tabla se recoge el número de electrodos o picas y el número de metros de cable de cobre desnudo utilizados en nuestro proyecto que se han dispuesto en la central atendiendo a la configuración global. Estos datos serán posteriormente justificados en la correspondiente memoria justificativa.

Tabla 1–35 Resumen del número de electrodos y metros de conductor desnudo

RESUMEN DE LOS ELEMENTOS DE PUESTA A TIERRA	
DATOS	VALOR
Número de metros de conductor desnudo de 25 mm <sup>2</sup>	24.762

Número de picas de 2 m	240
<b>UNIDAD DE PRODUCCIÓN (SUBCAMPO DE 2,2 MW)</b>	
Número de metros de conductor desnudo de 25 mm <sup>2</sup>	1.032
Número de picas de 2 m	10

### 1.9.13 Sistema de comunicación, monitorización y control

La comunicación, monitorización y control en una central fotovoltaica es uno de los elementos más importantes en la misma, puesto que nos permite conocer el funcionamiento operativo de nuestra planta en tiempo real. En nuestra planta usamos los siguientes elementos de comunicación, monitorización y control de los cuales realizaremos una breve descripción. Destacar que se ha realizado un estudio descriptivo detallado de los elementos que intervienen en el sistema, así como el funcionamiento de la planta en este aspecto y que se ha adjuntado al proyecto como *Anexo A.1 Comunicación, monitorización y control de la central fotovoltaica*.

- Cable de fibra óptica: Cable usado para la comunicación y monitorización de nuestra planta, de gran alcance (hasta 2000 m) para la transmisión de señal sin apenas degradación, lo que permitiría cubrir una extensión amplia de terreno como es el caso de nuestra central solar fotovoltaica sin necesidad de la utilización de repetidores. Esto se traduce en un gran alcance con un único segmento de fibra, con poca atenuación y con una gran velocidad de transmisión
- Sistema de control de los seguidores solares: El sistema de control de los seguidores solares participa en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al protocolo estándar Modbus TCP/IP.
- Caja de conexiones o combiner box: Como ya se comentó anteriormente la combiner box realiza las siguientes funciones relacionadas con la monitorización:
  - Recopilación de las corrientes de entrada de los ramales.
  - Medición de las corrientes de entrada de los ramales y transferencia a los inversores.
  - Transmisión de las corrientes de entrada de los ramales.
- El Sunny Central Communication Controller: Es un componente integral del inversor central que establece la conexión entre el inversor y el operador de instalación.
- Controlador de potencia de la planta o Power Plant Controller (PPC): Es el equipo central de toda aquella central fotovoltaica de hoy en día que ronde el orden de los megavatios, este elemento es el encargado principal de la regulación y gestión de las comunicaciones de la planta fotovoltaica.
- Protocolo de comunicación (Modbus TCP/IP): Son conjuntos de normas para formatos de mensaje y procedimientos que permiten a las máquinas y los programas de aplicación intercambiar información. Cada máquina implicada en la comunicación debe seguir estas normas para que el sistema principal de recepción pueda interpretar el mensaje.
- SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Es el software utilizado en los ordenadores del operador de red que permite controlar y supervisar la operatividad de la planta a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.

### 1.9.14 Obra civil

Las infraestructuras de obra civil necesarias para la implantación de la planta fotovoltaica se pueden resumir en las siguientes tareas:

- Movimiento de tierras.

- Canalizaciones y arquetas.
- Sistema de seguridad
- Vallado perimetral
- Red de viales y caminos interiores.

#### Movimiento de tierras

El movimiento de tierras consistirá en una primera fase de limpieza y desbroce de la vegetación ya que es zona de cultivo de secano y la probabilidad de restos de plantaciones antiguas es alta, se rellenarán las zonas bajas con la tierra compactada extraída de las obras, con esto conseguimos mejorar la calidad del terreno y la resistencia a las lluvias. Siempre consiguiendo la capacidad portante necesaria.

Para la colocación de los seguidores de los paneles solares se nivelarán las zonas con más precisión, de manera que todas las estructuras tengan una superficie firme y plana para que evite movimientos tanto de ángulo como de traslación que afecten a su rendimiento.

Se realizará una aportación de una capa de zahorra o material de aporte externo de 20 cm en los viales interiores, en las zonas de ubicación de las estaciones de media tensión, Edificio de salida, etc. y en lugares que lo requieran para garantizar, de este modo, la calidad mínima del terreno en toda la superficie. En los casos con afloramientos se realizará el descabezado de estos.

Se construirá un sistema de drenaje para controlar, conducir y filtrar el agua del terreno, el cual deberá ser calculado y diseñado consultando los datos meteorológicos y geológicos de la zona de la instalación aportando el pertinente estudio de drenaje o hidrogeológico. Se requerirá para los componentes del sistema de drenaje, las especificaciones técnicas, certificaciones y garantías disponibles considerando un periodo de retorno para la evaluación de precipitaciones de 50 años. Se tendrá en cuenta siempre intentar respetar al máximo la orografía natural del terreno.

#### Canalizaciones y arquetas

Para las conducciones de las líneas eléctricas tanto de corriente continua como de corriente alterna de la instalación solar fotovoltaica se realizarán zanjas y arquetas de registro e inspección de manera que las conducciones se hagan de forma segura y sin posibilidad de interrupciones. Estas zanjas protegerán a los conductores de todas las estructuras, de los vehículos y personal que puedan circular en las proximidades. Las zanjas serán hechas entre soportes de los módulos, pasando por los inversores hasta los cuadros de baja tensión del transformador.

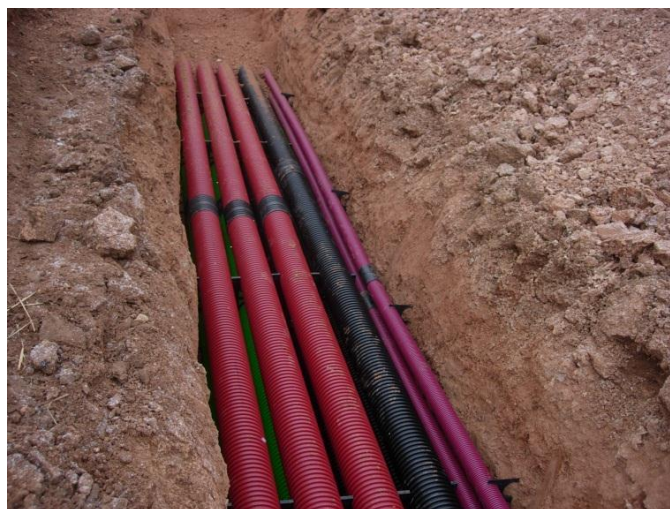


Figura 1-48 Zanja con tubos corrugados [6]

Los detalles constructivos de las zanjas se mostraran en un plano adjunto

#### Sistema de seguridad

Las instalaciones deberán estar vigilada 24h mediante personal convenientemente habilitado, evitando posibles robos de los materiales de las instalaciones.

Además, se instalará un sistema de seguridad perimetral que perseguirá evitar la intrusión de personas y/o vehículos a los recintos que delimitan la Planta Solar.

El objetivo fundamental de este sistema es proporcionar un perímetro hermético en el mayor grado posible que permita detectar cualquier intento de intrusión en el perímetro restringido. Este sistema estará formado por los siguientes elementos mínimos:

- Sistema de Circuito Cerrado de TV (CCTV), dotado de cámaras con visión infrarroja. Se dispondrán cámaras en los siguientes lugares: o Perimetrales, que permitan la visualización de todo el perímetro de la planta. o junto a la entrada de la planta y el edificio de salida y control
- Dispositivos de detección de movimiento, que activarán una alarma y redirigirán las cámaras del CCTV. Estarán conectados a la central de recepción de alarmas, que estará directamente comunicada con el personal de la Planta.
- También se podrán utilizar columnas barreras de microondas o sistemas adicionales.

#### Vallado perimetral

La parcela donde se sitúa la planta fotovoltaica será vallada en todo su perímetro mediante un vallado metálico compuesto de red metálica y postecillos de 2 metros de altura con el objeto de evitar intrusiones y la libre circulación de vehículos o personal no autorizado. En la Figura 1-49 se muestra un vallado perimetral básico.



Figura 1-49 Vallado perimetral [6]

#### Red de viales y caminos interiores

La red de viales interiores estará compuesta por un camino tanto perimetral como interior de 4 metros de ancho con cunetas que rodean toda la instalación permitiendo la circulación de vehículos pesados y acceso a los centros de transformación. Este camino estará formado por una base de grava de 15 cm. de espesor y colmado con una tongada de 15 cm. de zahorra natural.







## 2 MEMORIA JUSTIFICATIVA

---

*Tanto si piensas que puedes, como si piensas que no  
puedes, estas en lo cierto*

*Henry Ford-*

**E**n este capítulo se llevará a cabo la elaboración de la memoria justificativa del proyecto, recopilando los cálculos llevados a cabo de acuerdo con la normativa vigente, señalar que los resultados globales de dichos cálculos serán recogidos en tablas dispuestas en los anexos del proyecto.

Tras el dimensionado del generador fotovoltaico y los cálculos eléctricos correspondientes a la instalación que estamos tratando, se realizará una tanto estimación teórica de la producción de energía eléctrica como a través del software de simulación PVsyst. Esta energía eléctrica producida dependerá de muchos factores que se tratan en esta memoria, como pueden ser, las condiciones climáticas de la ubicación, potencia instalada y su disposición en la central fotovoltaica, así como las pérdidas de producción.

Se terminará este capítulo con un análisis económico de la instalación propuesta basándonos en el presupuesto elaborado en el capítulo posterior denominado “Mediciones y presupuesto”.

### 2.1 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

#### 2.1.1 Cálculo de la potencia

El dimensionamiento del generador fotovoltaico no es algo sencillo que deba tomarse a la ligera, entendiendo como generador fotovoltaico el conjunto de paneles en serie y paralelo que se encargan de transformar la energía solar en energía eléctrica. Uno de los puntos más importantes a tener en cuenta en su cálculo es su sobredimensionamiento, es decir, el generador fotovoltaico debe tener una potencia superior que la potencia instalada en inversores.

Este sobredimensionamiento es necesario con el fin de optimizar el rendimiento de los inversores y producir la potencia a la que están definidos ya que por varias razones que comentaremos a continuación el generador fotovoltaico casi siempre produce menos potencia de la que tiene instalada.

Las principales razones por las que sobredimensiona el campo fotovoltaico son:

- La temperatura es uno de los factores más influyentes en el funcionamiento de una instalación fotovoltaica, ya que comentamos anteriormente un módulo fotovoltaico tiene una potencia pico, dicha potencia pico se mide en laboratorio con una radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, una temperatura en la célula solar de 25°C y un espectro solar tipo AM 1,5 que es el normal en Europa. Sin embargo, estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar. En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar, que normalmente está 20°C por encima de la temperatura ambiente. Este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y, por lo tanto, la potencia útil que es capaz de generar, disminuya.
- Aunque la temperatura es de los factores más influyentes en el generador fotovoltaico, existen otro tipo de pérdidas que influyen también en que su potencia disminuya como pérdidas por sombras, suciedad, reflexión, inclinación óptima...etc.
- Otra de las razones por las que se sobredimensiona el generador fotovoltaico es debido a las pérdidas de energía en el cableado por caídas de tensión en la parte de corriente continua.

Todas estas razones implican que sea necesario sobredimensionar el campo un porcentaje sobre la potencia

instalada en inversores. Para nuestra latitud y teniendo en cuenta todo lo anterior así como mirando por la configuración de la planta se ha definido un 11,30 % de sobredimensionamiento.

$$P_{Inversores} = 52,8 \text{ MW} ; P_{Generador \text{ fotovoltaico}} = \frac{52,8}{0,887} = 59,52 \text{ MWp} \quad (2-1)$$

Una vez definida la potencia del generador fotovoltaico, el siguiente paso es definir la configuración de los paneles fotovoltaicos con el objetivo de que ante cualquier variación de temperatura por las condiciones climáticas del lugar, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor.

Para determinar el rango de tensiones admisible a la entrada del inversor, se debe asociar en serie y en paralelo un número de módulos por ramal de forma que cumpla con los criterios de tensión mínima de entrada del inversor, pero buscaremos siempre que la configuración serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos produzca un rango de tensión que este dentro del rango de tensión del seguimiento del punto de máxima potencia del inversor MPPT, para que saquemos el máximo rendimiento a la instalación. Los cálculos que se muestran a continuación están referidos a un subcampo cuya disposición ya se comentó anteriormente.

### 2.1.2 Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo admisible para la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. Para conocer la temperatura mínima del panel deberemos saber que esta corresponde con la temperatura ambiente mínima de la zona. Esta corresponde al invierno y para las coordenadas seleccionadas y la provincia de Badajoz se considera de  $-5^{\circ}\text{C}$  y con una irradiancia mínima que se considera de  $100 \text{ W/m}^2$ .

La determinación de esta temperatura se refleja mediante el uso de la siguiente expresión:

$$T_{panel} = T_{ambiente} + \frac{(TONC - 20)}{800} * E \quad (2-2)$$

Dónde:

- $T_{panel}$ : Es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- $T_{ambiente}$ : Es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.
- $TONC$ : Es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de  $20^{\circ}\text{C}$  y la velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$ . Esta viene marcada por el fabricante y para nuestro panel TRINA 340 es de  $44^{\circ}\text{C}$  según su hoja de características.
- $E$ : Es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. Para la siguiente expresión serán  $100 \text{ W/m}^2$ .

Para las condiciones descritas anteriormente, la temperatura del panel es:

$$T_{panel} = T_{ambiente} + \frac{(TONC - 20)}{800} E = -5^{\circ}\text{C} + \frac{(44 - 20)}{800} * 100 = -2^{\circ}\text{C} \quad (2-3)$$

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a  $25^{\circ}\text{C}$ , se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto ( $V_{co}$ ) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{co} = V_{co}(25^{\circ}\text{C}) + \beta * (T_{panel} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (2-4)$$

Dónde:

-  $V_{co}$ : Es la tensión en circuito abierto del panel a una temperatura dada.

-  $V_{co}(25^\circ)$ : Es la tensión en circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida. En nuestro caso,  $V_{co}(25^\circ)$ : 46,2 V

-  $\beta$ : Es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel dada por el fabricante.  $\beta = -0,29 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  o  $-0,13398 \text{ V}^\circ\text{C}^{-1}$ .

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a  $25^\circ\text{C}$ , también se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (ISC) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{sc} = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + \alpha * (T_{panel} - 25^\circ\text{C}) \quad (2-5)$$

Dónde:

-  $I_{sc}$ : Es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura dada.

-  $I_{sc}(25^\circ)$ : Es la corriente del cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. En nuestro caso,  $I_{sc}(25^\circ)$ : 9,50 A

-  $\alpha$ : Es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel dada por el fabricante.  $\alpha = 0,05 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  o  $0,00475 \text{ A}^\circ\text{C}^{-1}$ .

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{co} = V_{co}(25^\circ\text{C}) + \beta * (T_{panel} - 25^\circ\text{C}) = 46,2 + (-2 - 25) * (-0,13398) = 49,81 \text{ V} \quad (2-6)$$

$$I_{sc} = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + \alpha * (T_{panel} - 25^\circ\text{C}) = 9,50 + (-2 - 25) * (0,00475) = 9,371 \text{ A} \quad (2-7)$$

De esta forma el número máximo de módulos por ramal conectados en serie lo determinamos mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y la tensión de circuito abierto del módulo a su temperatura mínima calculado en la ecuación anterior.

$$N_{\text{maximo paneles en serie}} = \frac{U_{\text{max MPP}}}{V_{co \text{ a la temperatura mínima}}} = \frac{950 \text{ V}}{49,81} < 19,10 \text{ paneles} \quad (2-8)$$

Dónde:

-  $U_{\text{max}}$ : Tensión máxima de entrada recomendada por el fabricante (V): 950 V

-  $V_{co}$ : Tensión de circuito abierto a la temperatura mínima (V): 49,82 V

-  $N_{\text{max}}$ : Número máximo de módulos fotovoltaicos por ramal conectados en serie

### 2.1.3 Número mínimo de módulos por ramal

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión en el punto de máxima potencia, cuando la temperatura de los módulos es máxima. De nuevo, para conocer la temperatura máxima del panel tendremos en cuenta que esta corresponderá con la temperatura ambiente máxima que para las coordenadas de nuestra instalación se da en verano y tiene un valor de  $45^\circ\text{C}$  para una irradiancia máxima considerada de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Realizaremos el mismo cálculo de tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito corregido para una temperatura ambiente de  $45^\circ\text{C}$ , la temperatura que alcanzarían las células del panel viene expresado por la

siguiente expresión:

$$T_{panel} = T_{ambiente} + \frac{(TONC - 20)}{800} E = 45 + \frac{(44 - 20)}{800} * 1000 = 75 ^\circ C \quad (2-9)$$

Dónde:

- $T_{panel}$ : Es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- $T_{ambiente}$ : Es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.
- $TONC$ : Es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20° C y la velocidad del viento, de 1m/s. Esta viene marcada por el fabricante y para nuestro panel TRINA 340 es de 44°C.
- $E$ : Es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. Para la expresión anterior 1000 W/m<sup>2</sup>.

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{co} = V_{co}(25^\circ C) + \beta * (T_{panel} - 25^\circ C) = 46,2 + (75 - 25) * (-0,13398) = 39,501 V \quad (2-10)$$

$$I_{sc} = I_{sc}(25^\circ C) + \alpha * (T_{panel} - 25^\circ C) = 9,50 + (75 - 25) * (0,00475) = 9,7375 A \quad (2-11)$$

De esta forma el número mínimo de módulos conectados en serie en un ramal se obtiene mediante el cociente entra la tensión mínima de entrada del inversor en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima potencia, el cual se da para la temperatura máxima y que hemos calculado en la expresión anterior.

$$N_{\text{mínimo paneles en serie}} = \frac{U_{\text{min MPP}}}{V_{co \text{ a la temperatura maxima}}} = \frac{570 V}{39,501 V} > 14,43 \text{ paneles} \quad (2-12)$$

Dónde:

- $N_{\text{mínimo paneles en serie}}$ : Número mínimo de módulos fotovoltaicos por ramal conectados en serie

#### 2.1.4 Número de ramales en paralelo

El número de ramales necesarios se determina como el cociente entra la potencia pico del generador FV de un subcampo y la potencia pico de un panel.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{pico del generador FV(subcampo)}}}{P_{\text{pico de un panel}}} \quad (2-13)$$

Debemos tener en cuenta que la potencia pico del generador fotovoltaico la planta ha sido escogida un 11,30 % superior de acuerdo a criterios ya comentados anteriormente y cuyo valor es 2480 KWp para un subcampo, obteniendo un número total de paneles por cada uno de los inversores de:

$$N_{\text{paneles GV}} = \frac{P_{\text{pico del generador FV}}}{P_{\text{pico de un solo panel}}} = \frac{2480000}{340} = 7294,11 \text{ paneles} \approx 7296 \text{ paneles} \quad (2-14)$$

Una vez determinado el número total de paneles necesarios para el generador fotovoltaico, ahora deberemos seleccionar un número de paneles en serie y paralelo que cumpla con las especificaciones anteriormente dispuestas. Estas especificaciones han determinado que tenemos varias configuraciones de paneles serie posibles desde 15 hasta 19 que cumplirían con los requisitos de tensión de entrada mínima y máxima del inversor en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Hemos elegido una configuración de 19 paneles en serie por ramal por lo tanto el número de paneles en paralelo será:

$$N_{ramales} = \frac{N_{paneles\ Generador\ Fotovoltaico}}{N_{paneles\ por\ ramal}} = \frac{7296}{19} = 384\ ramales \quad (2-15)$$

Este número de ramales en paralelo, además, debe cumplir una condición más establecida por el inversor, la cual es que la corriente de cortocircuito máxima de un ramal por el número de ramales en paralelo conectados sea menor que la corriente máxima admisible de entrada del inversor

$$N_{ramales} * I_{sc\ maxima} \leq I_{entrada\ maxima\ del\ inversor} \quad (2-16)$$

Dónde:

- $I_{sc}$  máxima: Es la corriente de cortocircuito máxima de un módulo fotovoltaico a la temperatura máxima
- $I_{entrada}$ : Corriente de entrada máxima admisible por el inversor.

$$384 * 9,7375\ A = 3739,2\ A \leq 3960\ A \quad (2-17)$$

### 2.1.5 Disposición adoptada

Finalmente la configuración adoptada para cada inversor de 2.200 kW y generador fotovoltaico de 2.480.640 WP será de 19 paneles en serie por ramal y 384 ramales en paralelo. Una vez elegida la configuración de paneles serie/paralelo, comprobaremos que cumple de nuevo con las ecuaciones que rigen el buen funcionamiento del inversor.

$$N_{paneles\ serie} * V_{CO(-2^{\circ}C)} = 19 * 49,82\ V = 946,58\ V < 950\ V \quad OK \quad (2-18)$$

$$N_{paneles\ serie} * V_{CO(75^{\circ}C)} = 19 * 39,501 = 750,51\ V > 570\ V \quad OK \quad (2-19)$$

$$N_{ramales\ paralelo} * I_{SC(75^{\circ}C)} = 384 * 9,7375 = 3739.2\ A < 3960\ A \quad OK \quad (2-20)$$

En la siguiente tabla resumen se recoge toda la configuración adoptada para el subcampo fotovoltaico de 2480 KWp para una mejor visualización de los resultados.

Tabla 2-1 Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico

RESUMEN DE LA DISPOSICIÓN ADOPTADA PARA UN SUBCAMPO FOTOVOLTAICO		
ELEMENTO	NÚMERO	POTENCIA (KW)
Paneles fotovoltaicos Trina Solar 340 Wp	7296	2480
Inversor SMA 2200 KW	1	2200
Nº Paneles fotovoltaicos en serie (por ramal)	19	6.46
Nº Ramales en paralelo	384	-

Tabla 2–2 Resumen de la disposición adoptada para un subcampo fotovoltaico

COMPROBACIÓN RANGO DE TENSION DE MPPT DEL INVERSOR	TENSION (V)
Rango de tensión de MPPT (Inversor SMA 2200 KW)	570-950
Tensión mínima del subcampo fotovoltaico	750,51
Tensión máxima del subcampo fotovoltaico	946,58
COMPROBACIÓN DE CORRIENTE MAXIMA DE ENTRADA DEL INVERSOR	CORRIENTE (A)
Corriente máxima de entrada (Inversor SMA 2200 KW)	4110
Corriente máxima del subcampo fotovoltaico	3739,2

Por lo tanto la configuración elegida cumple con todas las ecuaciones que representan el funcionamiento apropiado del inversor.

Una vez determinada la disposición serie / paralelo de los paneles, el siguiente paso será la configuración de todos los paneles en los respectivos seguidores solares.

### 2.1.6 Posicionamiento de paneles en el seguidor solar y sombras

En este punto queremos señalar que la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto se encuentra exenta de obstáculos que puedan producir sombras sobre los módulos a instalar en cualquier punto de nuestra central fotovoltaica, a excepción de las estaciones centrales de MT que se encuentran repartidas. No existen árboles ni edificaciones cercanas que puedan generar sombras, por lo tanto solo habrá que tener en cuenta las sombras que produzcan los propios paneles los unos sobre los otros.

La estructura a utilizar serán los seguidores STi-H1 1250 del Grupo Sti Norland, que permiten la disposición hasta 40 paneles en configuración vertical por 16 filas. Debido a que la estructura es modular permite diferentes configuraciones, como proyectista del proyecto hemos pedido al fabricante que cada fila de módulos esté compuesta por 38 paneles. Esta configuración nos permite que en cada fila tendremos dos ramales de 19 paneles simétricos, haciendo un total de 608 paneles ya que por cada seguidor solar disponemos de hasta 16 filas con esta configuración.

Teniendo en cuenta el número de paneles asignados a un inversor, será necesario calcular el número de seguidores solares para un solo subcampo como realizamos a continuación.

$$N_{seguidores} = \frac{7296 \text{ paneles}}{608 \text{ paneles}} = 12 \text{ Seguidores STi - H1250} \quad (2-21)$$

Para el correcto funcionamiento de los seguidores solares hay que determinar la distancia adecuada entre filas de paneles para reducir al máximo las pérdidas por sombras y optimizar la producción. Esta distancia entre filas debe ser tal que, con la misma, se produzca el mínimo de sombras y se aproveche adecuadamente la superficie disponible, además, dependerá principalmente de la longitud y ancho de los mismos módulos, ángulo de inclinación y del ángulo solar mínimo en el lugar de la instalación. También hemos de decidir si el sistema backtracking tiene un impacto en nuestra producción o no según la separación entre filas.

Por todo lo anterior dispuesto, la justificación de este punto la realizaremos sobre el aprovechamiento de la herramienta de cálculo PVsyst para obtener de las diferentes simulaciones realizadas a un subcampo solar como afectan las sombras a la producción, la comparativa de producciones con un sistema con backtracking y sin backtracking, con el fin de dar al lector una justificación experimental.

#### Justificación experimental

En esta justificación experimental ya aprovechamos el uso de la herramienta de PVsyst que explicaremos todo

su procedimiento de uso durante la elaboración de este proyecto en el apartado correspondiente, por lo tanto únicamente haremos uso de los resultados de las simulaciones que se han realizado a un único subcampo solar con los elementos y potencia seleccionada, por lo tanto:

- Simularemos un subcampo fotovoltaico de 2,2 MW de potencia nominal en inversor y 2.48 MW de potencia pico en el generador fotovoltaico con un sistema de seguimiento de un solo eje horizontal con sistema backtracking y sin sistema backtracking asociado con el fin de analizar las siguientes variables:
  1. Producción eléctrica al año:
  2. Porcentaje de pérdidas debido a sombras, pérdida de irradiancia y pérdida eléctrica por sombras en un año.
  3. Irradiación global obtenida en el plano horizontal.

Estas variables se analizarán en el eje de las ordenadas, mientras que en el eje de abscisas se situarán las diferentes distancias, vamos a analizar desde los 4 metros hasta los 8 metros de separación entre filas, realizando una simulación cada 0,5 m, con lo cual tendremos 16 simulaciones, 8 por cada uno de los sistemas analizados.

Comenzaremos analizando la ganancia global de irradiancia con respecto al plano horizontal tanto para un sistema sin backtracking como para un sistema con backtracking.

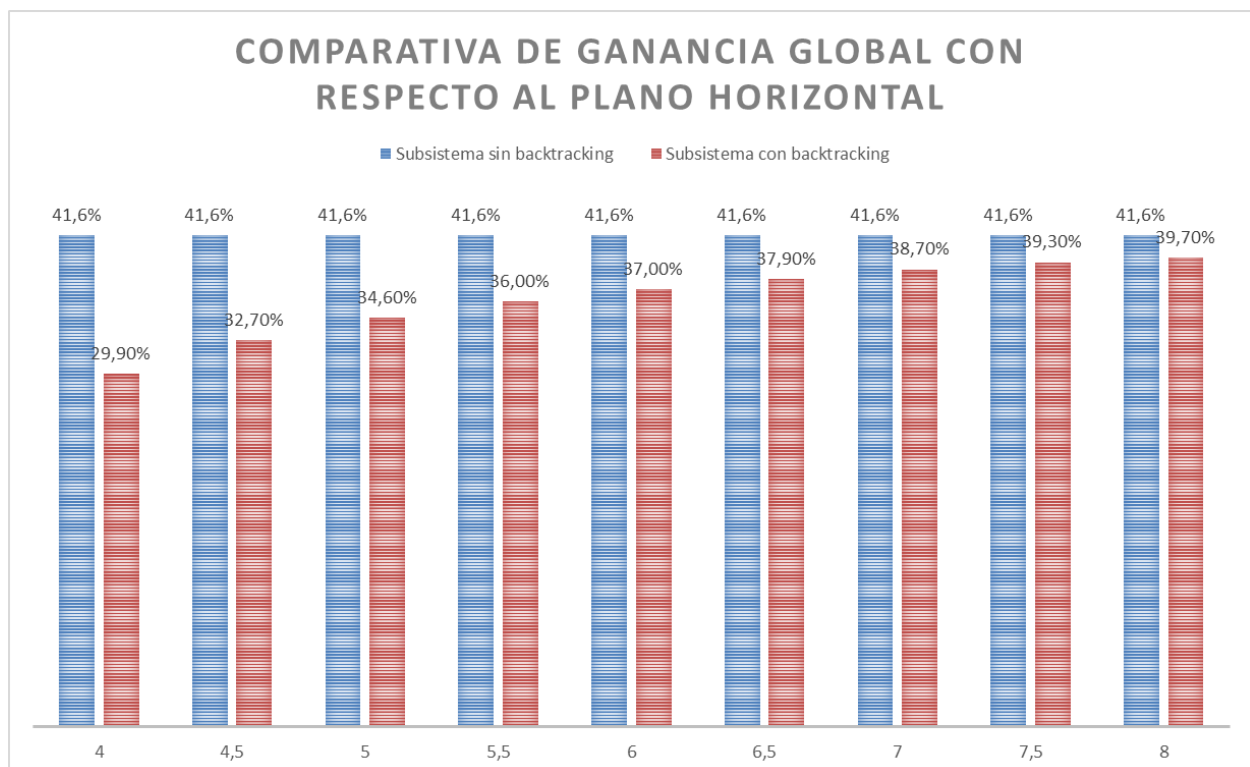


Figura 2-1 Comparativa de ganancia global con respecto al plano horizontal

Como podemos observar en la Figura 2-1 la ganancia global para el sistema sin backtracking es fija y con un valor de 41,6 % sobre un sistema fijo, esto se debe a que el seguidor solar tendrá un seguimiento del sol lo más productivo posible, sin tener en cuenta el sombreado que se pueda producir en los paneles. Sin embargo vemos que para un sistema con backtracking la ganancia global de irradiancia aumenta conforme vamos separando más y más las filas de los paneles, esto se debe a que con una mayor distancia de separación entre filas el sistema backtracking no necesita corregir durante tanto tiempo la orientación de los paneles fotovoltaicos para que no produzcan sombras los unos a los otros, permitiendo realizar un seguimiento del sol más similar al sistema sin backtracking.

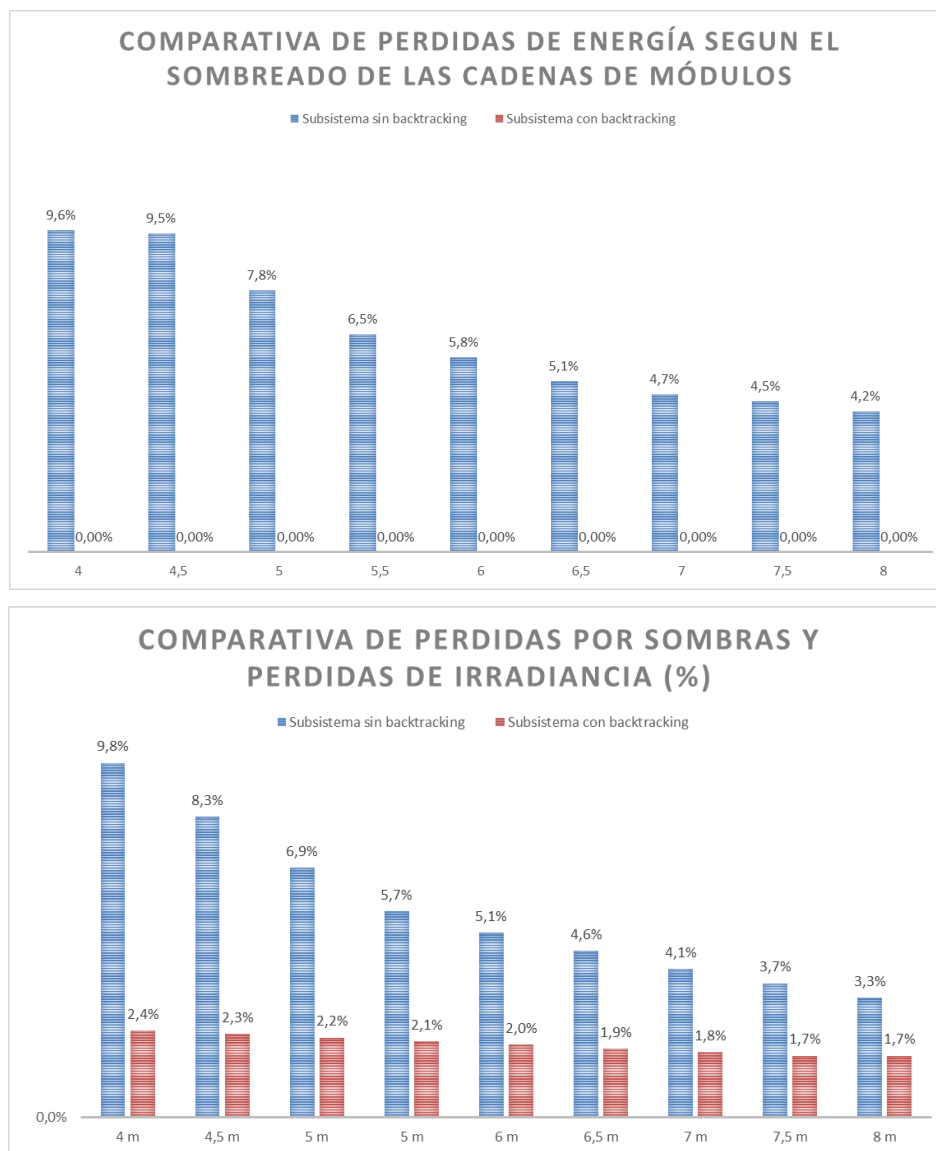


Figura 2-2 Comparativa de pérdidas debido al sombreado de paneles

Si nos centramos ahora en la comparativa de ambos sistemas con respecto a las pérdidas por el sombreado de los paneles fotovoltaicos. En la Figura 2-2 se observan dos gráficas, la primera de ellas corresponden a las pérdidas de energía de nuestro sistema debido al sombreado de las cadenas de módulos fotovoltaicos, estas pérdidas de energía son bastante importantes y suponen una reducción en la energía final que se inyecta a red. Como podemos observar en esta figura, la comparación de ambos sistemas es bastante clara, el sistema con backtracking no tiene pérdidas de energía por el sombreado de los paneles, ya que es su misión principal, mientras que el sistema sin backtracking tiene unas pérdidas de energía mayores conforme menor es la distancia de separación. Con respecto a la segunda gráfica corresponden a otro tipo de pérdidas por sombras y pérdida de irradiancia, estas pérdidas siguen el mismo patrón que en la gráfica anterior con la salvedad que el sistema con backtracking tiene unas pérdidas por irradiancia base que considera el sistema que disminuyen conforme separamos las filas.



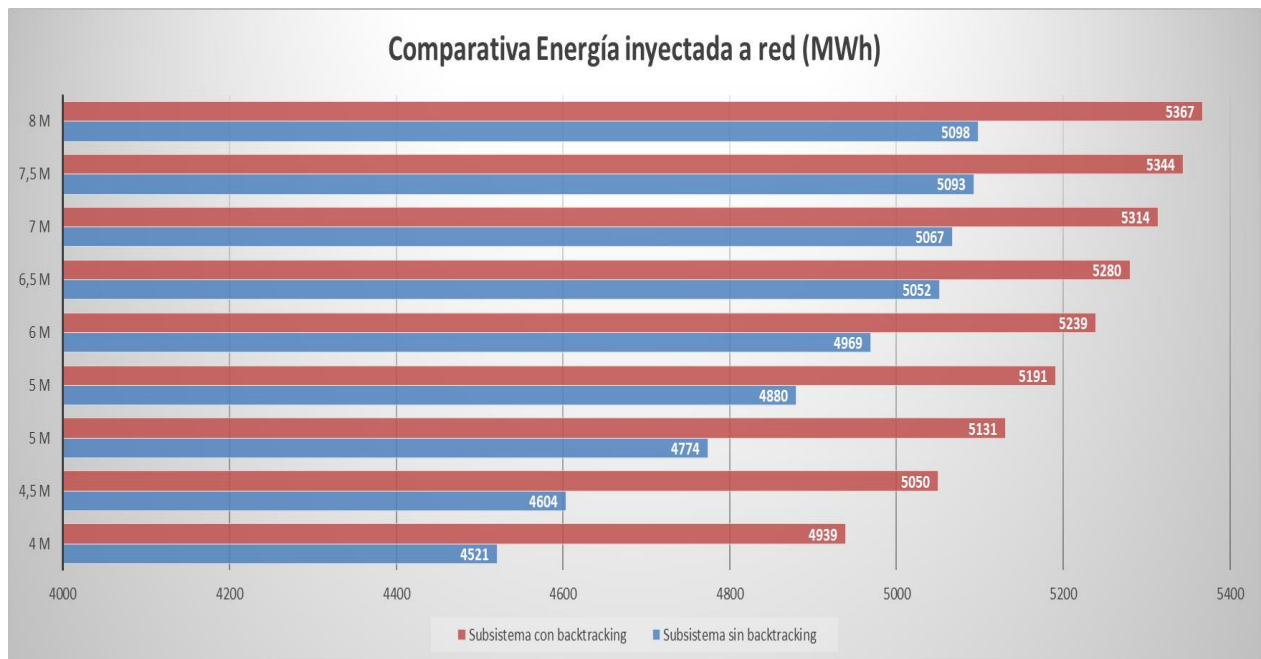


Figura 2-3 Comparativa de energía inyecta a la red

Por ultimo analizamos ambos sistemas con respecto a la producción de energía eléctrica final, podemos observar claramente como ambos sistemas a medida que aumentamos la separación entre filas de paneles, aumentan la producción en mayor medida desde los 4 a los 6 m, siendo a partir de los 6 m cuando la producción aumenta pero en menor medida. Si ahora nos fijamos en los valores, vemos como el sistema backtracking a pesar de como comentamos anteriormente tener una captación menor de irradiancia tiene una producción mucho mayor en distancias cortas que el sistema sin backtracking, aunque a medida que vamos separando, ambos sistemas van teniendo producción similares. Esto es debido a que el sistema con backtracking sacrifica algo de la captación de la irradiancia por reducir las pérdidas por el sombreado a 0.

Como apunte final, decir que para nuestra central fotovoltaica hemos elegido un sistema con backtracking y una separación de 6 m.

### 2.1.7 Combiner box

Como ya comentamos anteriormente las combiner box tienen como objetivo la unificación del cableado y la introducción de protecciones eléctricas en nuestro generador fotovoltaico. Para nuestro proyecto debemos decidir entre tres combiner box, atendiendo al número de entradas asociadas, 16, 24 o 32.

Recordemos que el número de ramales en cada subcampo es de 384 y que el número de entradas máxima de CC del inversor es 24, además el número de seguidores solares es 12 y por seguidor solar tendremos 32 ramales, por lo tanto buscaremos la configuración que mejor se adapte a nuestro diseño.

En la siguiente tabla se recoge las configuraciones posibles y la configuración adoptada:

Tabla 2–3 Tabla resumen de la disposición adoptada en las combiner box

RESUMEN DE LA CONFIGURAC ADOPTADA PARA UNA COMBINER BOX			
ELEMENTO	NÚMERO DE ENTRADAS POR CB	NÚMERO DE CB EN TOTAL	NÚMERO DE CB POR SEGUIDOR SOLAR
STRING BOX 16	16	24	2
STRING BOX 24	24	16	1,2
STRING BOX 32	32	12	1

CONFIGURACION ADOPTADA			
ELEMENTO	NÚMERO DE ENTRADAS POR CB	NÚMERO DE CB EN TOTAL	NÚMERO DE CB POR SEGUIDOR SOLAR
STRING BOX 16	16	24	2

La configuración seleccionada para nuestro proyecto es la formada por las combiner box de 16 entradas, ya que permite unificar cada uno de los seguidores solares en dos cajas de concentración y todos estos en las 24 entradas del inversor. Otra configuración posible hubiese sido usar cajas de concentración de 32 entradas y utilizar 1 caja de concentración por seguidor solar con un total de 12 por inversor, pero tendríamos que colocar un cableado con una sección muy superior para poder soportar la corriente que circula por los 32 ramales.

## 2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este apartado del capítulo se llevara a cabo el cálculo de las secciones del cableado de toda la instalación en corriente continua, el cableado de corriente alterna en MT, todas las protecciones de la parte de CC, descripción de las protecciones de la parte de CA, finalizando con la puesta a tierra.

Debemos tener en cuenta que para realizar un correcto dimensionamiento del cableado necesitaremos conocer el layout de los subcampos fotovoltaicos al más mínimo detalle, para conocer las longitudes del cableado a implantar en la central.

### 2.2.1 Cableado

El dimensionado de los conductores se realizara bajo el punto de vista de dos criterios principales, los cuales son el criterio de densidad de corriente o corriente máxima admisible y el criterio de caída de tensión, considerando siempre la utilización total prevista para cada circuito. Para la selección correcta de la sección del cable deberá cumplir ambos criterios.

#### 2.2.1.1 Cálculo de la sección mediante el criterio de la intensidad máxima admisible

Para el cálculo de las secciones de un cable por el criterio de intensidad máxima admisible, es necesario recoger una serie de datos sobre el cable escogido y el tipo de instalación por la que se dispondrán los cables. Una vez recogidos estos datos se seguirán la siguiente serie de pasos descritos:

- Determinar la intensidad que circula por cada circuito y la intensidad de cálculo, con dicho valor se establece la sección adecuada a partir de las tablas recogidas en la norma UNE-HD 60364 que sustituyen a la antigua norma UNE 20460-5-54:2011.
- La intensidad admisible escogida deberá ser corregida con los factores de corrección por temperatura, agrupación, profundidad, instalación de referencia y recogidos tanto en el REBT como en la norma UNE-HD 60364 que sustituye a la antigua norma UNE 20460-5-54:2011.
- Por último se comparan ambas intensidades, aumentando la sección en caso de no cumplir con el criterio.

Para obtener las intensidades de corriente alterna podemos aplicar las siguientes formulas:

- Distribución monofásica:

$$I = \frac{P}{U * \cos \varphi} \quad (2-22)$$

Siendo:

- U: Tensión Fase-Neutro (monofásica) o entre fases (trifásica) (V)

- P: Potencia (W)
- I: Intensidad de corriente (A)
- $\cos\varphi$ : cos del ángulo  $\varphi$  entre la tensión de fase y la intensidad.
- Distribución trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (2-23)$$

Mientras que para obtener las intensidades en corriente continua podemos aplicar la siguiente formula:

$$I = \frac{P}{U} \quad (2-24)$$

### 2.2.1.2 Cálculo de la sección mediante el criterio de caída de tensión

El cálculo de los conductores por este criterio se fundamenta en que dichos conductores tendrán la sección adecuada para evitar que la caída de tensión supere unos valores límites impuestos. Por lo tanto se deberá cumplir que para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua y alterna deberán tener la sección suficiente para que se cumpla la normativa referente a la caída de tensión límite.

Para calcular la sección de un cable por el criterio de la caída de tensión es conveniente tener en cuenta el efecto de la reactancia, cuya influencia es significativa, especialmente cuando el resultado es una sección elevada (por ejemplo  $S_{CU} > 25 \text{ mm}^2$  para conductores de Cu y  $S_{AL} > 70 \text{ mm}^2$  para conductores de Al).

A efectos del cálculo de secciones, se consideran de forma independiente la parte de la instalación que discurre en corriente continua y, a continuación, la parte por la que circula corriente alterna.

Se pueden considerar las siguientes fórmulas de cálculo de caída de tensión para corriente alterna teniendo en cuenta el efecto de la reactancia.

- Cálculo de la sección en monofásica:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * (e - 2 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \theta)} \quad (2-25)$$

- Cálculo de la sección en trifásica

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * (e - 1,732 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \theta)} \quad (2-26)$$

Donde:

- S: Sección del conductor en  $\text{mm}^2$
- $\cos\varphi$ : cos del ángulo  $\varphi$  entre la tensión de fase y la intensidad.
- L: Longitud de la línea en metros (m)
- I: Intensidad de corriente en amperios (A)
- e: Caída de tensión máxima admisible (V)
- $\gamma$ : Conductividad del conductor ( $\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$ )
- x: reactancia de la línea en  $\Omega/\text{km}$ .
- n: número de conductores por fase

Si en nuestros cálculos pudiéramos despreciar el valor de la reactancia ( $x = 0$ ) las expresiones se simplifican y quedan de la siguiente forma:

- Cálculo de la sección en monofásica ( $x=0$ ):

$$S = \frac{2 * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * e} \quad (2-27)$$

- Cálculo de la sección en trifásico ( $x=0$ ):

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * e} \quad (2-28)$$

Sin embargo, para corriente continua donde no existe el factor de potencia, tendremos la siguiente formula:

- Cálculo de la sección en monofásica en función de la corriente:

$$S = \frac{2 * I * L}{\gamma * e} \quad (2-29)$$

- Cálculo de la sección en monofásica en función de la potencia

$$S = \frac{2 * P * L}{\gamma * e * U} \quad (2-30)$$

## 2.2.2 Cableado de corriente continua

Como ya vimos en la Figura 1-31, el cableado que discurre en corriente continua tendrá dos tramos bien diferenciados:

- 1º Tramo: Cableado de conexión de los ramales con las combiner box.
- 2º Tramo: Cableado de conexión desde las combiner con el inversor.

La caída de tensión máxima dependerá de los tramos, pero según la normativa referente será como máximo del 2 % entre el generador fotovoltaico y el inversor, deberemos dividir esta caída en los dos tramos de conexión de manera que la caída de tensión total no supere el valor impuesto.

A continuación realizaremos el cálculo de cada uno de los tramos descritos anteriormente, seleccionando el más desfavorable posible en cuanto a la caída de tensión (mayor longitud), pero solo un ejemplo de cada uno para mostrar el procedimiento ejecutado.

### 2.2.2.1 Cálculo del cableado de conexión de cada uno de los ramales con las combiner box

En este apartado nos referimos al cableado que une los módulos fotovoltaicos con la combiner box, cada uno de estos ramales circulara sobre bandeja desde el módulo más alejado de cada uno de los ramales hasta la conexión con la combiner box.

Para poder observar la aplicación de cada uno de los métodos de cálculo mencionados, a continuación se llevara a modo de referencia el cálculo del ramal resultado de la fila de nuestro seguidor solar más alejada hasta la combiner box, el cual se considera el tramo más desfavorable.

#### Criterio de intensidad máxima admisible

En primer lugar llevaremos a cabo el cálculo de la sección de cable necesaria por el criterios de la intensidad máxima admisible, para ello escogeremos la intensidad de cálculo como la intensidad de cortocircuito que se puede dar en un ramal, la cual viene definida por la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico que obtuvimos a través de la hoja de características del mismo.

$$I_{\text{cálculo}} = 9,50 \text{ A} \quad (2-31)$$

Según indica en el punto 5 la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT dicha intensidad se debe aumentar un 25 %.

$$I_{\text{cálculo}} = 9,50 \text{ A} * 1,25 = 11,875 \text{ A} \quad (2-32)$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, debemos considerar una serie de coeficientes de corrección propios que corregirán dicha corriente de cálculo, estos coeficientes de corrección se aplican por factores como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación ..etc.

- Como la línea recibe la acción solar directa por estar a la intemperie y además la temperatura ambiente más extrema puede llegar 50 °C superior al estándar español de 40 °C. La tabla B-52-14 de la norma UNE-HD 60364 nos indica el factor de corrección para temperatura ambiente de 50°C y el cable tipo P-Sun 2.0 (termoestable) nos da un coeficiente de 0,9.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ <sub>a</sub> ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

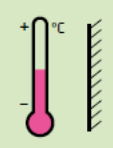


Figura 2-4 Factor de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 40°C

- Para tendidos expuestos al sol se puede tomar el valor 0,9 de factor de corrección adicional.
- Además debido a que por la bandeja circularan otros 15 cables más deberemos añadir un factor de corrección por agrupamiento, por lo tanto deberemos acudir a la tabla C.52-3 de la norma UNE-HD 60364 que se reseñan los factores de corrección a considerar cuando en una canalización se encuentran juntos varios circuitos o varios cables multiconductores. Donde según el punto 4 (Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales) de dicha tabla, el número de circuitos o cables multiconductores por bandejas (16) tenemos un factor de corrección por agrupamientos de 0,7.

TABLA C.52.3

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C	
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

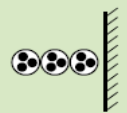


Figura 2-5 Factor de corrección por agrupamiento de circuitos

- El último factor de corrección a aplicar es debido a que circularan dos capas de 16 cables por cada bandeja, ya que cuando los cables vayan dispuestos en varias capas superpuestas, los valores para tales disposiciones deben ser sensiblemente inferiores y han de determinarse por un método adecuado, este factor de corrección es 0,8 debidos a dos capas.

NÚMERO DE CAPAS	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o MÁS
Coefficiente	0,8	0,73	0,7	0,68	0,66

Figura 2-6 Factor de corrección por capa

Este tipo de agrupación de cables es la más correcta ya que la corriente continua lleva aparejada un campo magnético también continuo, al no variar prácticamente en el tiempo o variar muy lentamente no produce

inducciones por lo que no es inconveniente agrupar conductores de la misma polaridad ya que a diferencia de los sistemas eléctricos de corriente alterna no es necesario compensar los campos electromagnéticos para eliminar, en gran medida, los efectos inductivos.

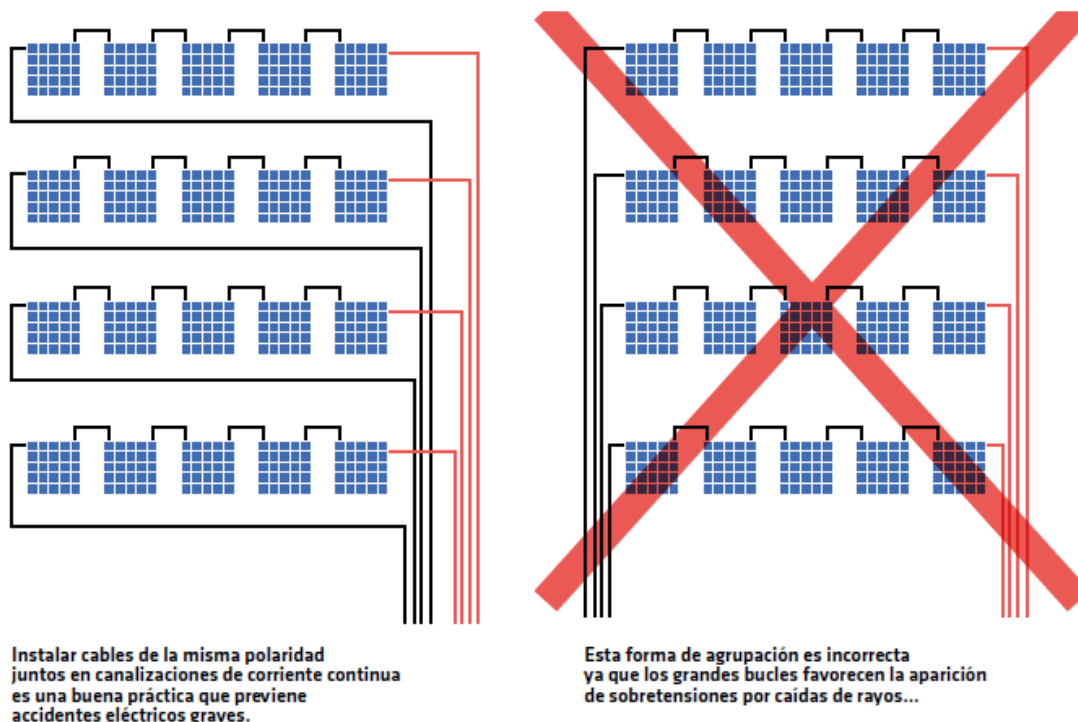


Figura 2-7 Agrupación adecuada de conductores en instalaciones fotovoltaicas

Si instalamos juntos conductores de la misma polaridad sabemos que en caso de un defecto de aislamiento, la diferencia de potencial entre los conductores en cortocircuito será por lo general muy pequeña o inexistente lo que redundará en mayor seguridad en la instalación. De ahí, la utilidad de agrupar los cables con la misma polaridad.

Una vez justificada la instalación y determinado los coeficientes de corrección, estamos en disposición de aplicar los factores de corrección a nuestra intensidad de cálculo.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = \frac{9,50 * 1,25}{0,9 * 0,9 * 0,7 * 0,8} = 26,18 \text{ A} \quad (2-33)$$

Una vez tenemos la intensidad de cálculo corregida, el siguiente paso es seleccionar la intensidad admisible en la tabla A.52-1 bis de la norma UNE-HD 60364 que supere dicha intensidad de cálculo corregida, la cual corresponderá a una sección de cable, como se trata de un tendido en bandeja rejilla el sistema de instalación es tipo F y al ser una instalación monofásica con cable P-Sun 2.0, termoestable de cobre, debemos mirar la columna XLPE2 lo que nos lleva a que la sección de 2,5 mm<sup>2</sup> sería suficiente, pero escogeremos el cable de 4 mm<sup>2</sup> puesto que los conectores de los paneles llevan esa sección y comprobamos el criterio de intensidad admisible.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = 26,18 \text{ A} < I_{\text{admisible}} = 46 \text{ A} \quad OK \quad (2-34)$$

TABLA C.52.1 bis

## Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																	
A1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)							
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)									
B1					PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)		
B2					PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)						
C							PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			PVC2 (90 °C)		
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E								PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)
F									PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)			PVC2 (90 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1.5	11	11.5	12.5	13.5	14	14.5	15.5	16	16.5	17	17.5	19	20	20	20	21	23	24
	2.5	15	15.5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	33
	4	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	60
	6	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	10	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	16	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	25	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	35	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	50	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	70	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	95	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
Aluminio	120	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	150	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	185	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	240	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713
	300	2.5	11.5	12	13	14	15	16	16.5	17	17.5	18	19	20	20	20	21	23	25
	4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	
	6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	
	10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
	35				74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
	50				90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70				115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	
95				140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
120				161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	
150					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	
300					285			313		331		366		400		429	462	494	558

Figura 2-8 Intensidades admisibles según el método de instalación para cobre y aluminio

Criterio de caída de tensión

Recurriremos ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida. Cumpliremos como norma que la caída de tensión entre el generador fotovoltaico y el inversor no será superior al 2 %, para la intensidad nominal, repartida entre el cableado de paneles a las combiner box y desde las combiner box al inversor.

La fórmula con la que comprobaremos que la sección de 4 mm<sup>2</sup> por el criterio de la caída de tensión para corriente continua fue definida anteriormente y si la aplicamos a nuestra línea obtendremos:

$$e = \frac{2 * I * L}{\gamma * s} = \frac{2 * 108 * 8,90}{45,5 * 4} = 10,59 \text{ V} \quad (2-35)$$

Siendo:

- L: Longitud de la línea (108 m)
- I: Corriente nominal del circuito (8,90 A)
- s: Sección del cable (4 mm<sup>2</sup>)
- γ: Conductividad del material (90°C) (45,5 m/Ω mm<sup>2</sup>)
- e: Caída de tensión máxima admisible (V)

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{e}{U} = \frac{10,30}{19 * 38,2} = 1,46 \% \quad (2-36)$$

Como podemos ver obtenemos una caída de tensión de 1,46%, esto supone que la caída de tensión máxima que nos quedaría para línea entre la combiner box y el inversor sería de 0,54 %. Para cumplir con la condición establecida de caída de tensión se deberá probar con diferentes combinaciones seleccionando aquella que cumpla con ambos criterios establecidos, todos estos cálculos se realizan a través de una hoja de cálculo que se muestran *Anexos A2 Cálculos de cableado DC.*, lo que permitió conocer que era necesario al menos 6 mm<sup>2</sup> para este circuito. Con esta nueva sección comprobaremos en primer el criterio de intensidad máxima admisible

$$I_{\text{cálculo corregida}} = 26,18 \text{ A} < I_{\text{admisible}} = 55 \text{ A} \quad OK \quad (2-37)$$

Comprobaremos también el criterio de caída de tensión para esta nueva sección.

$$e = \frac{2 * I * L}{\gamma * s} = \frac{2 * 108 * 8,90}{46,82 * 6} = 7,06 \text{ V} \quad (2-38)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{e}{U} = \frac{6,86}{19 * 38,2} = 0,97 \% \quad OK \quad (2-39)$$

Hemos cumplido por tanto con ambos criterios tanto el de intensidad admisible como el de caída de tensión para la línea más desfavorable en el primer tramo definido.

### 2.2.2.2 Cálculo del cableado de conexión de la combiner box con un inversor

Este es el tramo de cableado que discurre desde la combiner box hasta el inversor. Esta línea recoge las corrientes generadas por cada ramal y las canaliza hasta el inversor con dos conductores (uno positivo y otro negativo). Al igual que en el caso anterior empezaremos el cálculo de la sección del cable necesaria por el criterio de intensidad máxima admisible.

#### Criterio de intensidad máxima admisible

Calculamos la tensión en el punto de máxima potencia para obtener la sección del cable a emplear. Como los paneles están conectados en serie en cada ramal, la tensión de cada ramal y por tanto la de la línea principal de corriente continua será la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de cada panel.

$$U = U_{pmp} * 19 = 39,82 * 19 = 725,80 \text{ V} \quad (2-40)$$

Mientras que la intensidad de la línea será el producto de las intensidades de cortocircuito de cada panel multiplicado por el número de ramales. Como sabemos los paneles en serie son recorridos por la misma intensidad.

$$I_{\text{cálculo}} = I_{cc} * 16 = 9,5 * 16 = 152 \text{ A} \quad (2-41)$$

Según indica en el punto 5 la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT dicha intensidad se debe aumentar un 25 %.

$$I_{\text{cálculo}} = I_{\text{cálculo}} * 1,25 = 190 \text{ A} \quad (2-42)$$

Esta línea irá enterrada en zanja bajo tubo por lo tanto el tipo de instalación será D1. Las redes subterráneas para distribución según el REBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 07, pero son meramente indicaciones y debemos cumplir con la norma UNE-HD 60364-5-52 pues es la que está en vigor.

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, debemos considerar los coeficientes de corrección propios



(agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente...) para obtener la intensidad de cálculo corregida.

- El primero de los factores de corrección a aplicar es el factor de corrección para intensidad admisible para temperatura ambiente de terreno diferentes de 25°C a aplicar para cables (en conductos enterrados), según la tabla B.52.15 donde seleccionamos 25° y conociendo que el cable seleccionado en la memoria descriptiva tiene un aislamiento XLPE, el factor de corrección es 1.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (ta) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,40

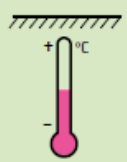


Figura 2-9 Factor de corrección para temperaturas del terreno

- No se aplicara un factor de corrección por la acción de la resistividad del terreno ya que cogeremos la estándar de 1,5 k\*m/W cuyo factor de corrección es 1.
- Por ultimo aplicaremos el factor de corrección por agrupamiento de cables unipolares en un solo conducto incluido en la tabla B.52.19 comentamos que nuestra línea circulara en tubo, dos cables por tubos (positivo y negativo) y que en la misma zanja circularan 7 tubos más para el caso más desfavorable. En nuestra instalación tendremos dos zanjas principales:
  1. La de CC que diferenciaremos en dos casos, el primero de ellos es la zanja que alojara únicamente los circuitos del cableado correspondiente a la conexión de la combiner box con la estación central de media tensión. En estas zanjas se alojaran 6 circuitos correspondiente a tres seguidores solares, recordar por cada seguidor solar teníamos dos combiner box. El segundo caso son aquellas zanjas que además de alojar los 6 circuitos correspondientes a tres seguidores solares, se alojaran en ella un circuito adicional para la alimentación de los motores de seguidores solares y uno más para las comunicaciones del inversor. Por lo tanto es el caso más desfavorable con 8 circuitos por zanja y es el que nos ocupa actualmente, siendo su factor asociado por agrupación de 0,74.
  2. La de CA que comentaremos en su sección correspondiente.

NÚMERO DE CABLES MULTICOLORES O DE GRUPOS DE 2 O 3 CABLES UNIPOLARES (UN CIRCUITO POR CONDUCTO)	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)			
	Nóla (tubos en contacto)	0,25m	0,50m	1,0m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

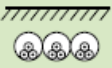


Figura 2-10 Factor de corrección para circuitos de cables enterrados bajo tubo

Una vez justificada la instalación y determinado los coeficientes de corrección, estamos en disposición de aplicar los factores de corrección a nuestra intensidad de cálculo.

$$I_{\text{calculo corregida}} = I_{\text{cálculo}} = \frac{190}{0,74 * 1,0 * 1,0} = 256,76 \text{ A} \quad (2-43)$$

Una vez tenemos la intensidad de cálculo, el siguiente paso es calcular la intensidad admisible en la tabla C.52-2 bis, se trata de un cable bajo tubo enterrado de cobre y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE2). Por lo tanto seleccionaremos una sección con una intensidad admisible superior a la intensidad de cálculo corregida y obtenemos una sección de 120 mm<sup>2</sup>.

$$I_{\text{cálculo}} = 256,76 \text{ A} < I_{\text{admisible}} = 275 \text{ A} \quad OK \quad (2-44)$$

* Métodos D1/D2	Sección mm <sup>2</sup>	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
<b>Cobre</b>	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	197	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
<b>Aluminio</b>	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Figura 2-11 Intensidades admisibles según método de instalación enterrado para cobre y aluminio

#### Criterio de caída de tensión

Recurriremos ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida. Para ello debemos cumplir con la norma impuesta de un 2 % máximo de caída de tensión entre los paneles y el inversor para cada uno de los circuitos que se dan en nuestra instalación. Lo primero es calcular la intensidad que circulara en el circuito, en este criterio no se acude a la intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos, sino a la intensidad de seguimiento del punto de máxima potencia del panel:

$$I = I_{\text{pmp}} * 16 = 8,9 * 16 = 142,4 \text{ A} \quad (2-45)$$

Calcularemos la caída de tensión para la sección de 120 mm<sup>2</sup> calculada con el criterio anterior y la línea más desfavorable, que corresponde a aquella que está más alejada del inversor.

$$e = \frac{2 * I * L}{\gamma * s} = \frac{2 * 222 * 142,4}{45,5 * 120} = 10,89 \text{ V} \quad (2-46)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{e}{U} = \frac{10,89}{19 * 38,2} = 1,5 \% \quad (2-47)$$

Como podemos observar el valor de caída de tensión es cercano al 2 % impuesto en la normativa, esto se debe a la gran longitud que existe entre las combiner box de los seguidores más alejados y el inversor. Para cumplir con la norma impuesta, la suma de las caídas de tensión tanto del cableado de paneles a la combiner box y entre la combiner box y el inversor deber ser inferior al 2 %, los cálculos posteriores en los que se iteran para cumplir con la normativa probando con diversas secciones arrojaron que la solución que cumple el criterio establecido es una sección de cable de 185 mm<sup>2</sup>, para el seguidor más alejado. Con esta nueva sección la caída de tensión que se produce es:

$$e = \frac{2 * I * L}{\gamma * s} = \frac{2 * 222 * 142,4}{48,5 * 185} = 7,06 \text{ V} \quad (2-48)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{e}{U} = \frac{7,06}{19 \times 38,2} = 0,973 \% \text{ OK} \quad (2-49)$$

Debemos entender que al tener distribuidos varios seguidores solares en distintas configuraciones y a diferentes distancias del inversor, tendremos varias configuraciones de cableado que se repetirán en la planta. Todas las tablas de resultados de cálculos referentes a dichas configuraciones vienen recogidas en el *Anexos A2 Cálculos de cableado DC*.

Para terminar con este apartado mostramos la comprobación de caída de tensión de los dos tramos calculados.

$$e(\%)_{ramal1.1-CB1} + e(\%)_{CB1-CT1} = 0,95 \% + 0,973 \% = 1,919 \% \leq 2\% \text{ OK} \quad (2-50)$$

### 2.2.3 Cableado de corriente alterna

El cableado de corriente alterna se considera el tramo que discurre desde la salida de la estación de potencia de MT hasta la estación de salida y control, el cual discurrirá entrado bajo tubo en zanja. Recordar que cada estación integra celdas de protección, control y medida, un inversor SMA y un transformador elevador a 20 kV.

Nuestra configuración de las estaciones centrales de MT es radial y se conectarán en serie hasta alcanzar el centro de seccionamiento dispuesto en la estación de salida y control. Dentro de nuestra central fotovoltaica tendremos la misma configuración de estaciones de MT que será la englobada por tres estaciones de MT conectadas en serie.

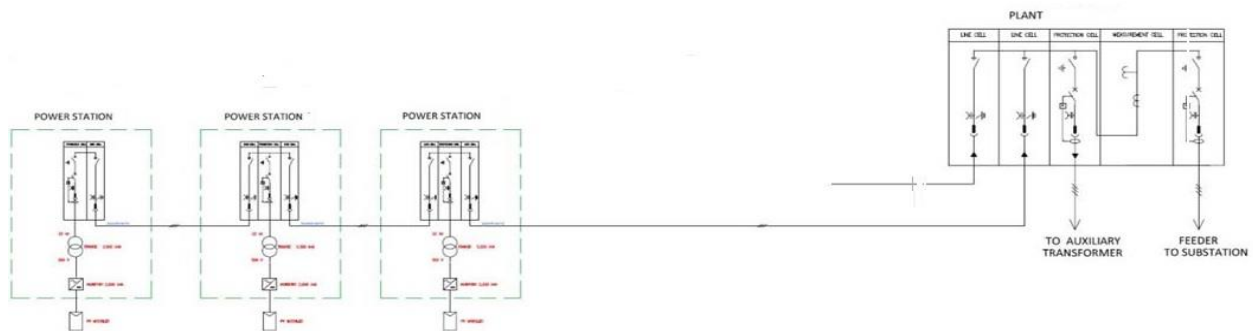


Figura 2-12 Esquema de tres estaciones de media tensión en serie

Tal y como se aprecia en la Figura 2-12, las estaciones de MT se conectan en serie, por lo que las corrientes de cada una de las estaciones se van sumando hasta llegar a la estación de salida y control. Para demostrar la ejecución del cálculo de la sección de MT, a continuación se dimensionará el tramo más desfavorable de MT de nuestra instalación, el cuál es el tramo que reúne la corriente de las dos estaciones anteriores más la suya propia. En el diagrama se observa que en nuestro caso es el tramo que va desde la tercera estación hasta el centro de seccionamiento.

De nuevo y siguiendo con el procedimiento establecido para el cableado de corriente continua, calcularemos la sección necesaria tanto por el criterio de intensidad máxima admisible como por el de caída de tensión.

#### 2.2.3.1 Criterio de intensidad máxima admisible

Debemos tener en cuenta que todas las estaciones están dimensionadas para la misma potencia por lo que la intensidad de cada estación se calcula como:

$$I_{estación} = \frac{\text{Potencia del transformador}}{\sqrt{3} \times \cos\phi \times \text{Tension Nominal}} = \frac{2.200.000 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 0,8 \times 20000} = 79,30 \text{ A} \quad (2-51)$$

Una vez tenemos la intensidad de línea de cada estación debemos señalar que para calcular la corriente de línea más desfavorable propuesta a dimensionar tendremos en cuenta la corriente de 3 estaciones de MT, puesto que están en serie, por lo tanto:

$$I_{\text{cálculo}} = 79,39 * 3 = 238,16 \text{ A} \quad (2-52)$$

Según indica en el punto 5 la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT dicha intensidad se debe aumentar un 25 %.

$$I_{\text{cálculo}} = 238,16 * 1,25 = 297,825 \text{ A} \quad (2-53)$$

El siguiente paso es calcular y seleccionar los coeficientes de corrección aplicables a nuestra línea, para ello debemos tener en cuenta que el RLAT fija como estándares para tendidos subterráneos de media tensión bajo tubo las siguientes condiciones:

- Terno de cables unipolares directamente enterrados
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/ W
- Profundidad de instalación: 1 m

Debido a que se demostró en anteriores apartados el cálculo de factores de corrección y que dispondremos nuestra línea de MT subterránea según los estándares del RLAT.

- Únicamente vamos a tener en cuenta un factor de corrección por agrupamiento debido a la presencia de 3 tubos más en la misma zanja como máximo, dichos tubos alojan las líneas de MT que conectan a la estación de salida y control provenientes de otras estaciones de potencia finales que recogen la energía eléctrica de dos estaciones en serie mas la suya propia. Si observamos la Figura 2-13 donde se muestran los factores de corrección por agrupamiento para instalaciones enterradas de MT, para una zanja con 4 ternas en la zanja de cables bajo tubo y una separación de 0,4 m, tendremos un factor de corrección de 0,77.

#### COEFICIENTES DE CORRECCIÓN



Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos en la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
 Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
 Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Figura 2-13 Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados

Una vez justificada la instalación y determinado los coeficientes de corrección, estamos en disposición de aplicar los factores de corrección a nuestra intensidad de cálculo.

$$I_{\text{calculo corregida}} = \frac{297,825}{0,77} = 386,62 \text{ A} \quad (2-54)$$

Una vez determinada la intensidad de cálculo corregida, debemos seleccionar de la tabla de intensidades admisibles para el cable de MT seleccionado en la memoria descriptiva, aquella sección mínima que supere la intensidad de cálculo corregida, para ello recurriremos a la tabla de intensidades admisibles para el cable AL Voltalene H que se muestra en la Figura 2-14.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
12/20 kV					
1 x 95/16 (1)	190	205	255	8930	3130
1 x 150/16 (1)	245	260	335	14100	3130
1 x 240/16 (1)	320	345	455	22560	3130
1 x 400/16 (1)	415	445	610	37600	3130

(1) Secciones homologadas por la compañía Gas Natural Fenosa.

(\*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(\*\*) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

Figura 2-14 Intensidad máxima admisible para cable de MT Voltalene

Nuestra instalación es cable bajo tubo y enterrado que según la figura anterior escogeríamos la columna 1 y a continuación elegimos la primera intensidad admisible que supere la intensidad de cálculo.

$$I_{\text{cálculo corregida}} = 386,62 \text{ A} < I_{\text{admisible}} = 415 \text{ A} \quad OK$$

Necesitaremos, por tanto, una sección mínima de 400 mm<sup>2</sup> del cable AL Voltalene H para soportar los 386,62 A por fase para la línea mas desfavorable.

### 2.2.3.2 Criterio de caída de tensión

Para la aplicación del criterio de caída de tensión partimos de los datos de la línea anteriormente calculada y mediremos sobre plano las longitudes de cable entre centros y desde la última estación de media potencia a calcular hasta el centro de seccionamiento de la estación de salida y control. Debemos tener en cuenta que la caída tensión máxima establecida por normativa es un 1,5 %.

Para corriente alterna trifásica podemos calcular la caída tensión máxima de una línea con la siguiente formula

$$e = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) \quad (2-55)$$

Donde:

- e: Es la caída de tensión en V
- L: Longitud de la línea en km
- I: intensidad de corriente que recorre la línea en A
- R: Resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$
- X: Reactancia de la línea en  $\Omega/\text{km}$

Donde conociendo que la longitud desde el estación de potencia de MT hasta el centro de seccionamiento de la estación de salida y control es 659,5 m y mediante la aplicación de las tablas de las Figura 2-15 y Figura 2-16, tomaremos los valores de R y X que, para cable Al Voltalene de 1x400 de 12/20 kV.

**TABLA VI**  
Resistencia a la frecuencia de 50 Hz (90 °C)



Sección nominal mm <sup>2</sup>	Resistencia máxima en c.a. y a 90 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares 		Cables Tripolares 	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.310	-	2.346	-
16	1.455	2.392	1.479	2.431
25	0.918	1.513	0.936	1.542
35	0.663	1.093	0.675	1.112
50	0.490	0.800	0.499	0.0822
70	0.339	0.558	0.345	0.568
95	0.245	<b>0.430</b>	0.249	0.410
120	0.195	0.321	0.197	0.324
150	0.159	<b>0.277</b>	0.161	0.265
185	0.127	0.209	0.129	0.212
240	0.098	<b>0.168</b>	0.099	0.163
300	0.078	0.128	-	-
400	0.062	<b>0.105</b>	-	-
500	0.051	0.084	-	-

Figura 2-15 Valores de resistencia para cable de MT Voltalene

Donde el valor de resistencia del conductor obtenido según la anterior tabla es:

$$R = 0,105 \quad (2-56)$$

**TABLA VII**  
Reactancia la frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Reactancia X en Ω/km por fase						
	Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
10	0.136	0.141	-	-	-	-	-
16	0.126	0.130	0.143	-	-	-	-
25	0.117	0.121	0.134	0.141	-	-	-
35	0.111	0.115	0.128	0.135	0.146	-	-
50	0.106	0.109	0.122	0.128	0.138	0.144	0.149
70	0.100	0.103	0.115	0.120	0.130	0.136	0.141
95	0.095	0.098	0.110	0.115	<b>0.125</b>	0.129	<b>0.132</b>
120	0.092	0.095	0.106	0.111	0.120	0.123	0.127
150	0.090	0.092	0.102	0.108	<b>0.117</b>	0.120	<b>0.123</b>
185	0.088	0.091	0.100	0.104	0.112	0.118	0.120
240	0.085	0.088	0.097	0.101	<b>0.119</b>	0.116	<b>0.114</b>
300	0.083	0.087	0.093	0.097	0.104	0.108	0.111
400	0.081	0.085	0.091	0.095	<b>0.101</b>	0.104	<b>0.106</b>
500	0.080	0.084	0.089	0.092	0.098	0.100	0.102
Un cable tripolar							
10	0.115	0.122	-	-	-	-	-
16	0.107	0.113	0.127	-	-	-	-
25	0.100	0.105	0.118	0.127	-	-	-
35	0.095	0.100	0.112	0.120	0.126	-	-
50	0.091	0.095	0.106	0.114	0.120	0.127	0.133
70	0.086	0.090	0.100	0.107	0.113	0.119	0.125
95	0.083	0.087	0.096	0.102	0.107	0.114	0.119
120	0.081	0.084	0.093	0.098	0.103	0.109	0.114
150	0.079	0.082	0.090	0.096	0.101	0.106	0.111
185	0.079	0.081	0.089	0.094	0.098	0.103	0.108
240	0.076	0.079	0.085	0.090	0.094	0.099	0.103

Figura 2-16 Valores de reactancia para cable de MT Voltalene

Donde el valor de reactancia del conductor obtenido según la anterior tabla es:

$$X = 0,101 \quad (2-57)$$

Aplicamos a continuación todos los datos para obtener la caída de tensión máxima:

$$e = \sqrt{3} * 0,659 * 386,62 * (0,105 * 0,8 + 0,101 * 0,6) = 63,86 \text{ V} \quad (2-58)$$

Expresado porcentualmente, sabiendo que la tensión de línea es de 20 kV:

$$e = \frac{63,86}{20000} * 100 = 0,32 \% \text{ OK} \quad (2-59)$$

Esta caída de tensión debe ser sumada a las caídas de tensión que se producen en las líneas aguas arriba de esta estación de potencia de MT, ya que hemos dispuesto 3 en serie, la caída tensión final será la suma de las tres caídas de tensiones que se producen en cada línea.

Como resultado obtenemos una caída de tensión acumulada de 0,88 % fruto de los cálculos realizados a las líneas aguas arriba, por debajo del 1,5 % fijado por normativa, por lo tanto, damos por correcto el diseño planteado. Los cálculos del cableado de MT para cada una de las líneas han sido adjuntados en **Anexos A.3 Cálculos de cableado CA-MT**.

## 2.2.4 Cableado de servicios auxiliares

En este apartado llevaremos a cabo el cálculo de uno de los circuitos de servicios auxiliares que corresponde a la alimentación de los motores auxiliares.

### 2.2.4.1 Cálculo del circuito de alimentación de los motores de seguidores solares

Como se mencionó en la memoria descriptiva el movimiento de cada uno de los seguidores solares está a cargo de un motor trifásico de 250 W de potencia, la alimentación de cada uno de estos motores se realiza a través del cableado, protecciones y el transformador de servicios de auxiliares correspondiente, el cual está conectado al embarrado del centro de salida y control. Esto nos permite asegurar, que en caso de un fallo en el generador fotovoltaico, tengamos la alimentación de la red eléctrica para poner el parque en defensa en caso de tormenta.

La instalación de alimentación de los motores de seguidores solares tiene una situación particular, puesto que estamos ante una alimentación de cargas distribuida, es decir, que una misma línea de alimentación estará alimentando a varias cargas que están distribuidas a diferentes distancias desde la estación de salida y control.

Esta situación particular debemos tenerla en cuenta de cara a realizar los cálculos correctamente, por lo tanto antes de comenzar a aplicar los criterios de intensidad admisible y caída de tensión. Expondremos los siguientes datos con respecto a este circuito:

1. Desde la estación de control y salida saldrán 8 líneas de alimentación para cada serie de 3 subcampos fotovoltaicos, como ya se comentó anteriormente, nuestra central fotovoltaica se divide en 24 subcampos fotovoltaicos, agrupado actualmente en series de 3 subcampos.
2. Cada una de estas líneas de alimentación alimentaran a cada uno de los motores de cada seguidor solar, en total tendremos por cada serie de tres subcampos fotovoltaico, 36 motores, ya que por subcampo fotovoltaico conectamos 12 seguidores solares.
3. Debemos resaltar que no todos los motores funcionaran simultáneamente, por lo tanto aplicaremos un coeficiente de simultaneidad de 0,25, es decir, funcionaran o demandaran corriente 9 motores a la vez.
4. Cada una de estas líneas irán enterrada bajo tubo en la zanja correspondiente

También exponemos a continuación las características técnicas de los motores de alimentación obtenidos a partir de la hoja de características del seguidor solar STI-H1250.

- Alimentación trifásica: 400 V
- Potencia del motor: 250 W
- Frecuencia: 50 Hz
- Aunque desconocemos el  $\cos\phi$  que tendrá esta carga, seleccionaremos un valor de 0,9, el cual es habitual en este tipo de cargas.

Por último señalar como vamos a realizar el dimensionamiento del cableado de esta situación particular de cargas distribuidas. En la Figura 2-17 podemos observar un diagrama base de los tramos a dimensionar para los últimos 9 motores, representado mediante colores

1. Rojo: Representa el tramo más largo y desfavorable de la línea, discurre desde la estación de salida y control hasta el punto de bifurcación entre los motores 27 y 28. En este tramo encontraremos la mayor caída de tensión tal como veremos posteriormente.
2. Azul: Tramos de conexión desde los puntos de bifurcación hasta los motores pares, estos motores se encuentran alejados a 30 m desde los puntos de bifurcación.
3. Verde: Tramos de conexión desde los puntos de bifurcación hasta los motores impares, estos motores se encuentran alejados a 20 m desde los puntos de bifurcación.
4. Cíjan: Tramos entre los puntos de bifurcación.

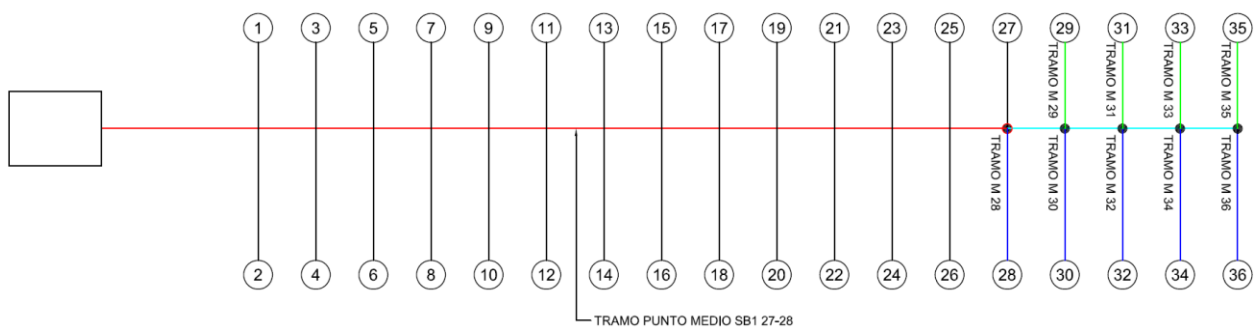


Figura 2-17 Diagrama de representación de los tramos a calcular

La situación más desfavorable es aquella en la cual los 9 motores más alejados de la estación de salida y control para cada serie de subsistemas (3 subsistemas por serie) comienzan a demandar energía eléctrica. Esta situación es la que se representa en el esquema de la Figura 2-17, por lo tanto una vez analizada como es la instalación a dimensionar, comenzaremos a aplicar los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión.

#### Criterio de intensidad máxima admisible

Para la aplicación de este criterio, dimensionaremos igual que en casos anteriores pero teniendo en cuenta que estamos ante un circuito de cargas distribuidas. Situándonos en la situación más desfavorable en la cual los 9 motores más alejados desde la estación de salida y control para la serie de subsistemas 1-3 de nuestra planta. Este dimensionamiento debe realizarse por tramos, puesto que habrá tramos en los que se demande la intensidad de varios motores y tramos en los que se demande la intensidad de un único motor.

A continuación vamos a dimensionar el tramo principal de la línea bajo la situación expuesta, este tramo corresponde al tramo rojo de la Figura 2-17 donde se está demandando la potencia de los 9 motores a la vez.

Comenzamos a continuación a calcular la intensidad para el tramo 1

$$I_{\text{calculo del tramo 1}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{2250}{\sqrt{3} * 400 * 0,9} = 3,61 \text{ A} \quad (2-60)$$

Siendo:

-P: Potencia de 9 motores (9\*250W)

-U: Tensión entre fases (400V)

-cosφ= 0,9

Según indica en el punto 5 la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT dicha intensidad se debe aumentar un 25 %.

$$I_{\text{calculo del tramo 1}} = 3,61 * 1,25 = 4,51 \text{ A} \quad (2-61)$$



Una vez obtenida la intensidad de cálculo, para obtener la sección de conductor necesaria para nuestra corriente, debemos considerar los coeficientes de corrección propios (agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente...).

- El primero de los factores de corrección a aplicar es el factor de corrección para intensidad admisible para temperatura ambiente de terreno diferentes de 25°C a aplicar para cables (en conductos enterrados), según la tabla B.52.15 donde seleccionamos 25° y conociendo que el cable seleccionado en la memoria descriptiva tiene un aislamiento XLPE, el factor de corrección es 1.
- No se aplicara un factor de corrección por la acción de la resistividad del terreno ya que cogeremos la estándar de 1,5 k\*m/W cuyo factor de corrección es 1.
- Únicamente aplicaremos un factor de corrección por agrupamiento de conductos incluido en la tabla B.52.19 de la Figura 2-10. Ya que nuestra línea circulara enterrada bajo tubo y que en la misma zanja circularan 7 tubos adicionales correspondientes a las comunicaciones y las líneas de unión entre combiner box e inversor, aplicando una distancia entre tubos de 250 mm, tendremos un factor de corrección de 0,74.

Una vez justificada la instalación y determinado los coeficientes de corrección, estamos en disposición de aplicar los factores de corrección a nuestra intensidad de cálculo.

$$I_{\text{cálculo corregida Tramo 1}} = \frac{4,51}{0,74} = 6,10 \text{ A}$$

Una vez tenemos la intensidad de cálculo, el siguiente paso es calcular la intensidad admisible en la tabla C.52-2 bis d, se trata de un cable bajo tubo enterrado de cobre y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE2). Por lo tanto seleccionaremos una sección con una intensidad admisible superior a la intensidad de cálculo y obtenemos una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, debemos de tener en cuenta que la sección mínima para cualquier circuito de fuerza es de 6 mm<sup>2</sup>, por tanto, en este caso, la sección obtenida será de 6 mm<sup>2</sup>. Señalar que el criterio crítico en esta instalación corresponde a la caída de tensión como veremos a continuación

*Métodos D1/D2	Sección mm <sup>2</sup>	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
<b>Cobre</b>	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
<b>Aluminio</b>	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Figura 2-18 Intensidades admisibles según método de instalación enterrado para cobre y aluminio

$$I_{\text{cálculo}} = 6,1 \text{ A} < I_{\text{admisible}} = 44 \text{ A} \quad OK$$

### Criterio de caída de tensión

Recurriremos ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida, para ello debemos cumplir según el REBT una caída de tensión máxima de un 5%. A diferencia del tramo de CC en baja tensión, nos encontramos en corriente alterna y por lo tanto debemos tener en cuenta la reactancia de la línea.

Para el cálculo de la caída de tensión en corriente alterna trifásica y teniendo en cuenta la reactancia de la línea usaremos la siguiente expresión que esta expresada en función de la sección a determinar:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * (e - 1,732 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \varphi)} \quad (2-62)$$

Utilizando la expresión anterior, vamos a ponernos en la situación de que para el tramo que se dimensiono con el anterior criterio se usase la caída de tensión máxima de un 5 %, esto nos dará una idea de la sección necesaria para la instalación.

$$S = \frac{\sqrt{3} * 1672 * 3,61 * 0,9}{45,5 * (20 - 1,732 * 10^{-3} * \frac{0,08}{1} * 1672 * 3,61 * 0,4358)} = 10,708 \text{ mm}^2$$

Donde:

- S: Sección del conductor en  $\text{mm}^2$
- $\cos\phi=0,9$ : cos del ángulo  $\phi$  entre la tensión de fase y la intensidad.
- L=1672: Longitud de la línea en metros (m)
- I=3,61: Intensidad de corriente en amperios (A)
- $e=20$  para un 5%: Caída de tensión máxima admisible (V)
- $\gamma=45,5$ : Conductividad del conductor, cobre termoestables a  $90^\circ$  ( $\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$ )
- $x=0,08 \Omega/\text{km}$ : Reactancia de la línea (recomendación de UNE-HD 60364-5-52 y de la norma francesa UTE-C 15-105 independiente de la sección, naturaleza del conductor (Cu o Al) y sistema de instalación).
- $n=1$ : número de conductores por fase

Como resultado se obtiene que la sección mínima solo para este tramo sería de al menos  $10,708 \text{ mm}^2$ , por lo tanto deberemos seleccionar la siguiente sección comercial de  $16 \text{ mm}^2$ , pero debemos tener en cuenta también las caídas de tensiones que se producirán en los siguientes tramos contemplados en la Figura 2-17 por lo que el dimensionamiento final debe realizarse con la caída de tensión acumulada del tramo en cuestión más todos los tramos siguientes.

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 1-3							
LINEA				CRITERIO DE CAIDA DE TENSION			
	LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	LONGITUD DEL TRAMO	t C a i d a d e p o r	t C e a n i s d i a ó n d e %	C a i d a d e a c u m u l a d a	% R e g l a m e n t o
	m	m	m	V	%	%	%
PUNTO MEDIO SB1.27-28	1672,13		1672,13	12,956	3,239%	3,239%	5,00%
MOTOR SB1.28	1672,13	1702,55	30,42	0,030	0,008%	3,247%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.29-SB1-30	1768,13		96	0,694	0,173%	3,420%	5,00%
MOTOR SB1.29	1768,13	1788,69	20,56	0,022	0,005%	3,425%	5,00%
MOTOR SB1.30	1768,13	1798,55	30,42	0,030	0,008%	3,433%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.31-SB1-32	1864,13		96	0,522	0,130%	3,563%	5,00%
MOTOR SB1.31	1864,13	1884,69	20,56	0,022	0,006%	3,569%	5,00%
MOTOR SB1.32	1864,13	1894,55	30,42	0,031	0,008%	3,577%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.33-SB1-34	1960,13		96	0,349	0,087%	3,664%	5,00%
MOTOR SB1.33	1960,13	1980,69	20,56	0,022	0,006%	3,669%	5,00%
MOTOR SB1.34	1960,13	1990,55	30,42	0,031	0,008%	3,677%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.35-SB1-36	2056,13		96	0,175	0,044%	3,721%	5,00%
MOTOR SB1.35	2056,13	2076,69	20,56	0,023	0,006%	3,726%	5,00%
MOTOR SB1.36	2056,13	2086,55	30,42	0,031	0,008%	3,734%	5,00%

Figura 2-19 Resultados del cálculo de cableado de motores auxiliares

Como podemos observar en la Figura 2-19, la caída de tensión que se produce referente al tramo que discurre desde la estación de salida y control hasta el primer punto de bifurcación entre los motores 27-28, es la más grande debido a la gran distancia existente, para todos los tramos posteriores se producen caídas de tensiones mucho menores, dando como resultado una caída de tensión acumulada del 3,734 % para los 9 motores y la sección seleccionada.

$$e(\%)_{ACUMULADA\ SERIE\ 1\ para\ los\ 9\ motores\ finales} = 3,734\ \% \leq 5\ \% \quad OK \quad (2-63)$$

Para las todas las demás líneas correspondientes a las siguientes 7 series de subsistemas se ha vuelto a realizar los cálculos para el caso más desfavorable que se dan cuando demandan energía los motores más alejados de la estación de salida y control. Todas las tablas de resultados de cálculos referentes a dichas configuraciones vienen recogidas en el **Anexo B4 Cálculos cableado motores auxiliares**

## 2.2.5 Protecciones

En este apartado se lleva a cabo los cálculos justificativos de las protecciones a aplicar en nuestra instalación solar fotovoltaica y recogida en la memoria descriptiva. Únicamente calcularemos las protecciones para el lado de corriente continua ya que las protecciones en corriente alterna de BT y MT son definidas por el fabricante SMA, así como las celdas de protección y medida pertenecientes a Ormazabal, ya comentadas con detalle en dicha memoria descriptiva, aunque si serán incluidas en el documento de planos relativos a los planos unifilares de la instalación.

### 2.2.5.1 Protecciones de CC

#### Protecciones contra sobreintensidades de los ramales mediante fusibles alojados en la combiner box

Las protecciones para los ramales que se derivan de cada 19 paneles se han diseñado de tal forma que por cada rama no pueda circular corriente procedente de otras ramas. Esto se realiza instalando fusibles de seguridad bien calibrados y ajustados a un valor del orden de 1,45 veces la corriente máxima que puede circular por la rama y situada a la salida de la misma y justo antes de la entrada de la combiner box. Como ya comentamos en la memoria descriptiva hay varias configuraciones de fusibles, pero nosotros seleccionamos aquella en la que se instala un fusible en cada polo, ya que el fallo se puede dar en ambos polos y seguimos con las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

Por lo tanto, el fusible se determinara de acuerdo a las siguientes condiciones establecidas según la normativa vigente (Norma UNE 60364-4-43).

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (2-64)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (2-65)$$

Siendo:

$I_B$ : Corriente de diseño o nominal de la instalación: 9,50 A

$I_Z$ : Corriente admisible permanente del cable en función del sistema de instalación utilizado: 46 A para los cables de sección 4mm<sup>2</sup> y 59 A para los cables de 6 mm<sup>2</sup>.

$I_N$ : Corriente asignada del dispositivo de protección. Es nuestro valor a determinar

$I_2$ : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo determinado por norma. (tc). Dicho valor nos lo da las características del dispositivo elegido, que en el caso de fusibles, la característica equivalente a la  $I_2$  de los interruptores automáticos es la denominada  $I_f$  (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG toma los siguientes valores según el fabricante:

$$I_f = 1,6 * I_N \quad si \quad I_N \geq 16 \text{ A} \quad (2-66)$$

$$I_f = 1,9 * I_N \quad si \quad 4 \text{ A} < I_N < 16 \text{ A} \quad (2-67)$$

$$I_f = 2,1 * I_N \quad si \quad I_N \leq 4 \text{ A} \quad (2-68)$$

Una vez descritas las ecuaciones que rigen el funcionamiento de nuestro elemento de protección, seleccionaremos aquel que cumpla las condiciones impuestas en las ecuaciones anteriores. Seleccionamos un fusible de 10 A para las dos secciones de cableado que se instalaran en nuestra planta correspondiente a la conexión de los paneles fotovoltaicos con las combiner box.

Para 4 mm<sup>2</sup>:

$$9,50 A \leq 10 A \leq 46 A \quad OK \quad (2-69)$$

$$I_2 = 1,9 * 10 A = 19 A \leq 1,45 * 46 = 66,7 A \quad OK \quad (2-70)$$

Para 6 mm<sup>2</sup>:

$$9,50 A \leq 10 A \leq 59 A \quad OK \quad (2-71)$$

$$I_2 = 1,9 * 10 A = 19 A \leq 1,45 * 59 A = 85,55 A \quad OK \quad (2-72)$$

Por lo tanto seleccionaremos fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 10 A, ya que cumple las dos condiciones establecidas. Una vez hemos verificado la protección contra sobreintensidades, el siguiente paso es verificar que este dispositivo es adecuado para la protección contra cortocircuitos.

#### Protecciones contra cortocircuitos de los ramales mediante fusibles alojados en la combiner box

Debemos asegurar que el tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

Para los cortocircuitos de una duración no superior a 5 s, el tiempo t máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente formula

$$\sqrt{t} = kx \left( \frac{S}{I} \right) \quad (2-73)$$

Siendo:

t: Duración del cortocircuito en segundos.

S: Sección en mm<sup>2</sup>

I: Corriente de cortocircuito en A del dispositivo, la cual es según la tabla de características 30 kA.

K: Es un factor que tiene en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad calorífica del material del conducto, y las oportunas temperaturas iniciales y finales. Para nuestro caso del cable Psun, su aislamiento es goma y el conductor cobre, por lo tanto su valor de K es 141 según la tabla 43 A de la propia norma que se muestra en la Figura 2-20.

Tabla 43A – Valores de  $k$  para conductores

Propiedad/ condición	Tipo del aislamiento del conductor						
	PVC Termoplástico		PVC Termoplástico 90 °C		EPR XLPE Termoconformado	Goma 60°C Termoconformado	Mineral PVC con cubierta Sin cubierta
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	≤ 300	> 300	≤ 300	> 300			
Temperatura inicial °C	70		90		90	60	70
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160
Material conductor:							
Cobre	115	103	100	86	143	141	115
Aluminio	76	68	66	57	94	93	–
Soldaduras con estaño en conductores de cobre	115	–	–	–	–	–	–
<sup>a</sup> Este valor se debe usar para cables sin cubierta expuestos al contacto.							
NOTA 1 Otros valores de $k$ están bajo consideración para: – pequeños conductores (particularmente para secciones inferiores a 10 mm <sup>2</sup> ); – otros tipos de conexiones en conductores; – conductores sin cubierta.							
NOTA 2 La intensidad nominal del dispositivo de protección contra cortocircuitos puede ser mayor que la intensidad admisible del cable.							
NOTA 3 Los factores de más arriba están basados en la Norma IEC 60724.							
NOTA 4 Véase el anexo A del Documento de Armonización HD 60364-5-54:2007 para el método de cálculo del factor $k$ .							

Figura 2-20 Tabla de valores  $k$  para conductores

La ecuación anterior se puede representar en la forma práctica por:

$$(I^2t)_{Fusible} \leq (I^2t)_{Cable} = K^2 S^2 \quad (2-74)$$

Comprobamos la condición para un tiempo de 5 seg y sección 4mm<sup>2</sup>:

$$30000 * 5 = 150000 \leq 141^2 * 4^2 = 318096 \quad (2-75)$$

Comprobamos la condición para un tiempo de 5 seg y sección 6mm<sup>2</sup>:

$$30000 * 5 = 150000 \leq 141^2 * 6^2 = 715716 \quad (2-76)$$

Por lo tanto esta correctamente comprobado que los circuitos están protegidos si se produjese un cortocircuito para una duración de 5 seg, sin embargo, debemos recalcar que estas corrientes difícilmente se darán en nuestras series y que el rango de fusión del fusible es bastante amplio. Es importante saber que el fusible se dimensiona para no fundirse en condiciones nominales y sí, para condiciones de cortocircuito pero difícilmente lo hará pues la corriente de cortocircuito es sensiblemente superior a la  $I_{mppt} = 8.9$  A. En concreto la corriente de cortocircuito de nuestro módulo es  $I_{sc} = 9.50$  A. Es importante notar, que el cable está dimensionado para resistir esta corriente en régimen permanente por lo que la utilidad de los fusibles se reduce a las labores de mantenimiento.

#### Protecciones contra sobretensiones mediante varistor alojado en la combiner box

Podemos definir una sobretensión como una onda o impulso de tensión que se superpone a la tensión nominal de la red.

Este tipo de sobretensión se caracteriza por lo siguiente:

- El tiempo de subida ( $t_f$ ) se mide en  $\mu s$ .
- El gradiente  $S$  se mide en  $kA/\mu s$ .

Estos dos parámetros afectan al equipo y producen radiaciones electromagnéticas. Además, la duración de la sobretensión ( $t$ ) produce un aumento de energía en los circuitos eléctricos que puede destruir el equipo.

Existen cuatro tipos de sobretensiones que pueden afectar a las cargas y a las instalaciones eléctricas:

- Sobretensiones de origen atmosférico.
- Sobretensiones de funcionamiento o maniobra.
- Sobretensiones de transitorios de frecuencia industrial.
- Sobretensiones producidas por descargas electrostáticas.

Sin embargo para nuestra instalación fotovoltaica consideraremos únicamente las sobretensiones de origen atmosférico. Debemos tener en cuenta que alrededor de la tierra se forman constantemente entre 2.000 y 5.000 tormentas. Estas tormentas van acompañadas de rayos, lo que constituye un riesgo grave tanto para las personas como para los equipos. Las caídas de rayos se producen a una velocidad de 30 a 100 caídas por segundo. Cada año, en la tierra caen alrededor de 3.000 millones de rayos.

Los rayos afectan a los transformadores, a los dispositivos de medida, a los electrodomésticos y a todas las instalaciones eléctricas y electrónicas en el sector residencial e industrial.

La muestra los valores facilitados por el comité de protección contra rayos. Como se puede observar, la mitad de las caídas de rayos presentan una fuerza superior a 33 kA y el 5% son superiores a 85 kA. Por consiguiente, las fuerzas de energía son muy altas. Las protecciones contra sobretensiones se dimensionan en función de la probabilidad de descargas producidas por rayos.

Superior a la probabilidad máx. P%	Pico de corriente I (kA)	Gradiente s (kA/ $\mu$ s)	Total duración T (s)	Número de descargas n
95	7	9,1	0,001	1
50	33	24	0,01	2
5	85	65	1,1	6

Figura 2-21 Valores de sobretensiones por probabilidad de ocurrencia

La norma que regula las protecciones contra las sobretensiones es la IEC 61643-11 que establece los criterios para dimensionar el descargador capaz de limitar las sobretensiones a un valor que protege los equipos. Para la protección del campo fotovoltaico nos vamos a un dispositivo de Tipo 2, debiendo cumplir:

- Nivel de protección ( $U_p$ )  $< 2,5$  kV pues se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija)
- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.
- Intensidad nominal de descarga deberá ser mayor de 5 kA, al ser de Tipo 2 la forma de onda de la corriente estará caracterizada por  $8/20\mu$ s.
- La conexión entre dicho dispositivo y tierra deberá realizarse con un conductor de cobre de sección no inferior a  $4 \text{ mm}^2$ .

En base a estos criterios como ya se comentó en la memoria descriptiva se eligió el dispositivo DG M YPV 1200 FM del fabricante DEHN, puesto que cumple con todas las condiciones establecidas anteriormente.

#### Protección para mantenimiento mediante interruptor de seccionador en carga alojado en la combiner box

Este interruptor de control se suele accionar manualmente (aunque a veces dispone de disparo eléctrico para mayor comodidad del usuario) y es un dispositivo no automático de dos posiciones (abierto/cerrado). Se utiliza para cerrar y abrir circuitos cargados en condiciones normales de circuitos, sin defectos.

Por lo tanto, no proporciona ninguna protección a los circuitos que controla.

La norma IEC 60947-3 define:

- La frecuencia de funcionamiento del interruptor (600 ciclos de apertura/cierre por hora, como máximo).
- La resistencia mecánica y eléctrica (por lo general menor que la de un contactor).

- El régimen de conexión y desconexión de corriente para situaciones normales y poco frecuentes.

Pese a que el interruptor seccionador no se diseña para proteger sino para maniobrar. El interruptor seccionador será de la misma corriente nominal o superior. Además, debemos cerciorarnos de la posibilidad de abrir el circuito en caso de cortocircuito. De este modo, la corriente nominal para la que se dimensiona es:

$$I_{seccionador} \geq I_{cortocircuito} * 16 = 9,5 * 16 = 152 \text{ A} \quad (2-77)$$

Por lo tanto debemos seleccionar un interruptor seccionador con una intensidad nominal inmediatamente superior, en base a estos criterios se ha seleccionado el dispositivo S5000 DC de Telergon con una intensidad nominal de 250 A cumpliendo con las condiciones establecidas anteriormente.

#### Protecciones contra sobreintensidades del cableado de entrada a la estación de media tensión

Para terminar con las protecciones de corriente continua, llevaremos a cabo el dimensionamiento de los fusibles que protegen contra sobreintensidades las líneas de conexión que parten desde la combiner box y conectan con el inversor, aunque a partir de este punto, el dimensionado de la estación de transformación forma parte del alcance de SMA, quién suministra e integra las protecciones, el inversor y transformador dentro de la estación. Como parte del diseño de la baja tensión, analizaremos los criterios de SMA para instalar los fusibles. Aplicaremos de nuevo las ecuaciones que rigen el correcto dimensionamiento de las protecciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (2-78)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (2-79)$$

Siendo:

$I_B$ : Corriente de diseño o nominal de la instalación: 180,5 A

$I_Z$ : Corriente admisible permanente del cable en función del sistema de instalación utilizado, para nuestra instalación tendremos dos tipos de secciones 120 mm<sup>2</sup> y 185 mm<sup>2</sup>. Cuyas corrientes son 275 A y 348 A respectivamente.

$I_N$ : Corriente asignada del dispositivo de protección. Es nuestro valor a determinar

$I_2$ : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo determinado por norma. (tc). Como ya se vio anteriormente corresponde a 1,6 veces la intensidad asignada del dispositivo de protección.

Una vez descritas las ecuaciones que rigen el funcionamiento de nuestro elemento de protección, seleccionaremos aquel que cumpla las condiciones impuestas en las ecuaciones anteriores. Seleccionamos un fusible de cuchilla 200 A de NH para las dos secciones de cableado que se instalaran en nuestra planta correspondiente a la conexión de los paneles fotovoltaicos con las combiner box y comprobamos de nuevo.

Para 120 mm<sup>2</sup>:

$$180,5 \text{ A} \leq 200 \text{ A} \leq 275 \text{ A} \quad OK \quad (2-80)$$

$$I_2 = 1,6 * 200 \text{ A} = 320 \text{ A} \leq 1,45 * 275 = 398,75 \text{ A} \quad OK \quad (2-81)$$

Para 185 mm<sup>2</sup>:

$$180,5 \text{ A} \leq 200 \text{ A} \leq 348 \text{ A} \quad OK \quad (2-82)$$

$$I_2 = 1,6 * 200 \text{ A} = 320 \text{ A} \leq 1,45 * 348 \text{ A} = 504,6 \text{ A} \quad OK \quad (2-83)$$

Queda comprobado que las protecciones seleccionadas son correctas y protegerán los circuitos a los que destinamos su uso.

Una vez hemos verificado la protección contra sobreintensidades, el siguiente paso es verificar que este dispositivo es adecuado para la protección contra cortocircuitos.

### Protecciones contra cortocircuitos del cableado de entrada a la estación de media tensión

Debemos asegurar que el tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

Para los cortocircuitos de una duración no superior a 5 s, el tiempo  $t$  máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente fórmula

$$\sqrt{t} = kx \left( \frac{S}{I} \right) \quad (2-84)$$

Siendo:

$t$ : Duración del cortocircuito en segundos. 5 seg

$S$ : Sección en  $\text{mm}^2$ , serán 120 y 185  $\text{mm}^2$  respectivamente.

$I$ : Corriente de cortocircuito en A del dispositivo, la cual es según la tabla de características 30 kA.

$K$ : Es un factor que tiene en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad calorífica del material del conducto, y las oportunas temperaturas iniciales y finales. Para nuestro caso del cable Afumex class, su aislamiento es XLPE y el conductor cobre, por lo tanto su valor de  $K$  es 143 según la tabla 43 A de la propia norma que se muestra en la Figura 2-20.

La ecuación anterior se puede representar en la forma práctica por:

$$(I^2 t)_{Fusible} \leq (I^2 t)_{Cable} = K^2 S^2 \quad (2-85)$$

Comprobamos la condición para un tiempo de 5 seg y sección 120 $\text{mm}^2$ :

$$30000 * 5 = 150000 \leq 143^2 * 120^2 = 294465600 \quad (2-86)$$

Comprobamos la condición para un tiempo de 5 seg y sección 185 $\text{mm}^2$ :

$$30000 * 5 = 150000 \leq 143^2 * 185^2 = 699867025 \quad (2-87)$$

Por lo tanto esta correctamente comprobado que los circuitos están protegidos muy sobradamente si se produjese un cortocircuito para una duración de 5 seg.

### **2.2.5.2 Protecciones de CA en BT y MT**

Estas protecciones corren por parte de SMA, ellos dimensionan las protecciones del inversor en función de los parámetros de entrada de la baja tensión que aportemos.

#### Protecciones del inversor

Consta de los siguientes elementos:

- Un interruptor seccionador de corte en carga con accionamiento manual. Permitirá el corte de la estación para labores de mantenimiento, al mismo tiempo que protegerá frente a sobrecargas.
- Un fusible dimensionado a la tensión nominal de funcionamiento del inversor.
- Un descargador de sobretensiones para las tres fases más el neutro.

Estas variables no las dimensionamos nosotros sino que vienen establecidas por el fabricante. Tal y como se puede comprobar en la hoja de especificaciones del inversor.



Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Type II surge arrester	
DC ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	○ / ○
DC insulation monitoring	○	○
Galvanic isolation	●	●
Arc fault resistance control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s

Figura 2-22 Protecciones del inversor

### Protecciones de la estación central de media tensión

Las protecciones de Media tensión también las dimensiona SMA y las incluye en una celda de media tensión dentro de la estación de conversión y transformación.

- Poder de corte (PdC) a tener en cuenta. Este debe estar en función de la corriente de cortocircuito máxima.
- Corriente máxima de la línea de media tensión, dependiendo de la estación central de media tensión como vimos en el apartado de cableado, ira desde los 63,5 A hasta los 190,5 A.
- Tensión de diseño de la Media Tensión. 20 kV

Para las que dimensiona una celda 2LP con un interruptor automático tripolar de corte en vacío ( $V_n=20$  kV,  $I_n=630$  A,  $I_{cc}=20$  kA), un relé de protección 3F + N (50-51/50N-51N) y varios transformadores de intensidad para tomar medidas.

#### 2.2.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra permite proteger a las personas y a los equipos contra fallas de aislamiento (contacto indirecto). El dimensionamiento de la puesta a tierra lo realizaremos siguiendo dos normativas principalmente, el Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias (RCE) de obligado cumplimiento, MIE-RAT-13 “Instalaciones de Puesta a Tierra” y la norma internacional IEEE 80/2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding “IEEE Std 80 2000”.

Los objetivos del sistema de puesta a tierras son:

1. Garantizar la seguridad y protección de las personas.
2. Proteger equipos e instalaciones
3. Asegurar ante perturbaciones del sistema como, descargas atmosféricas, faltas trifásicas asimétricas y transitorios, que las sobreintensidades de valor elevado que se produzcan (corriente de falta o defecto) se les garantice un camino rápido sin exceder los límites de operación de la red eléctrica y los límites de protección.

El MIE-RAT-13 en el pto. 2 establece el procedimiento para la elaboración de una correcta puesta a tierra se realizara teniendo en cuenta las tensiones máximas aplicadas y siguiendo los siguientes pasos.

1. Investigación de las características del suelo
2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo de eliminación del defecto.
3. Diseño preliminar de la instalación de tierra
4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra
5. Calculo de las tensiones máximas admisibles de paso y contacto y comprobaremos que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a los valores máximos admisibles definidos por MIE.RAT-13

$$\text{Tensión de Paso: } U_p = U_{pa} * \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10U_{ca} * \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right] \quad (2-88)$$

$$\text{Tensión de Contacto: } U_c = U_{ca} * \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{2Z_B} \right] = U_{ca} * \left[ 1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s}{1000} \right] \quad (2-89)$$

6. Cálculo de los valores teóricos de las tensiones de paso y contacto.
7. Comparación entre MIE-RAT-13 y UNE, IEE 80-2000.

### 2.2.6.1 Investigación de las características del suelo

Las instalaciones pueden clasificarse en tres categorías:

- Primera categoría:  $220 \text{ KV} < U_n < 66 \text{ KV}$
- Segunda categoría:  $66 \text{ KV} < U_n < 30 \text{ KV}$
- Tercera categoría:  $30 \text{ KV} < U_n < 1 \text{ KV}$

La determinación de la resistividad del terreno en las categorías 1ª y 2ª debe realizarse a través de mediciones reales en campo según alguno de los siguientes métodos:

- Método Wenner (4 electrodos): Es el método más utilizado y más adecuado para realizar medidas a una sola profundidad.

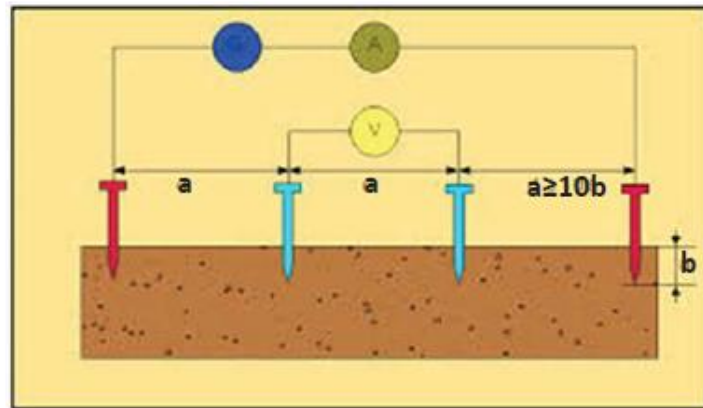


Figura 2-23 Método Wenner [6]

- Método Schlumberger: Es el método más adecuado para realizar medidas a distintas profundidades y permite crear perfiles geológicos de los suelos.

Como nuestra instalación se encuentra en la tercera categoría para la determinación de la resistividad del terreno [ $\rho$  ( $\Omega \cdot m$ )] se puede utilizar la siguiente tabla del MIE-RAT-13:

Naturaleza del terreno	Resistividad en $\Omega\cdot m$
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silicea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000

Figura 2-24 Valores de resistividad según el MIE-RAT-13

Debido a que el terreno donde se está proyectando la central solar fotovoltaica es un terreno de arenas arcillosa, se escogerá una resistividad de terreno de  $300 \Omega\cdot m$ .

#### 2.2.6.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo de eliminación del defecto.

Para nuestra instalación se define una corriente de falta fase-tierra de 300 A y un tiempo máximo de eliminación de defecto de un 1 segundo.

#### 2.2.6.3 Diseño preeliminar de la puesta a tierra

Para nuestra instalación se ha optado por un diseño de puesta a tierra en forma de malla donde los electrodos horizontales enterrados (picas) se disponen con cables dispuestos horizontal y longitudinalmente, formando una cuadrícula, tal como se observa en la Figura 2-25.

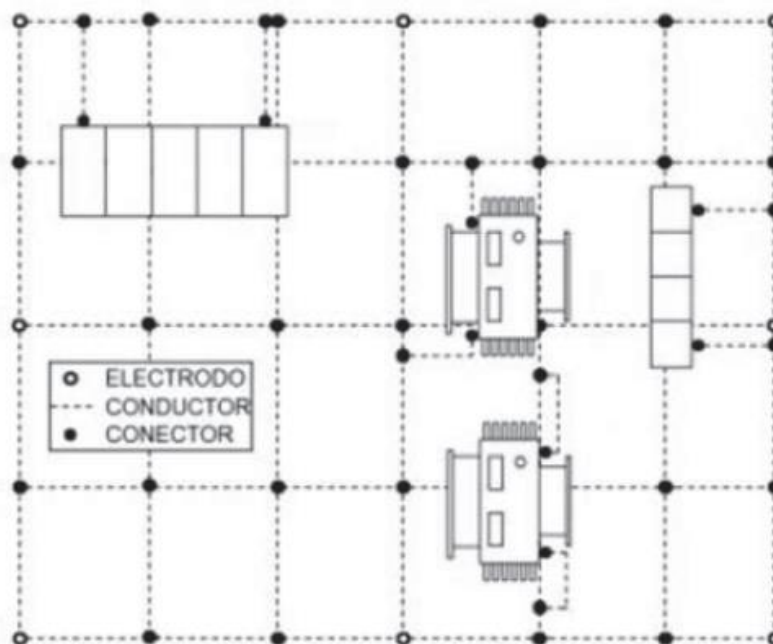


Figura 2-25 Cuadrícula de una puesta a tierra general

Este tipo de diseño es el más habitual en las subestaciones eléctricas y para el que se concibe la norma internacional IEEE Std 80-2000, además que permite conseguir valores bajos de resistencia a tierra.

En nuestra instalación realizaremos una malla por cada subsistema de potencia de 2,2 MW situando un electrodo (pica) por cada combiner box y uniendo dichos electrodos por conductor desnudo de cobre formando la malla de las siguientes dimensiones.

Tabla 2–4 Tabla resumen de la puesta a tierra

RESUMEN DE LA CONFIGURACIÓN ADAPTADA PARA LA PUESTA A TIERRA	
ELEMENTO	UNIDAD
Longitud de la puesta a tierra	386,67 m
Anchura de la puesta a tierra	51,86
Número de secciones	4
Área cubierta	386,67 x 51,86

#### Cálculo de la sección del conductor de puesta a tierra

Los conductores empleados en las líneas de puesta a tierra tendrán una resistencia mecánica adecuada y ofrecerán una elevada resistencia a la corrosión.

Su sección será tal, que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o de descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes y conexiones.

A efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para duración del defecto a la frecuencia de la red será de un segundo, y no podrán superarse las siguientes densidades de corriente:

- Cobre: 160 A/mm<sup>2</sup>
- Aluminio: 100 A/mm<sup>2</sup>
- Acero: 60 A/mm<sup>2</sup>

La sección según el MIE.RAT-13 viene determinada por la siguiente expresión:

$$Sección\ conductor\ desnudo_{CU} = \frac{I_{cc}}{\delta_{CU} * 1,2} = \frac{300}{160 * 1,2} \geq 1,56\ mm^2 \quad (2-90)$$

Seleccionaremos un conductor de tierra de 25 mm<sup>2</sup> de sección, usual en puestas a tierra.

#### **2.2.6.4 Cálculo de la resistencia del sistema a tierra**

En este punto debemos tener en cuenta que la malla de tierra como comentamos anteriormente estará constituida por conductores dispuestos longitudinal y transversalmente, además de los electrodos. En un primer cálculo básico de la puesta a tierra, donde no se tiene en cuenta el efectos de las picas tenemos las siguientes expresiones para calcular la resistencia de puesta a tierra:

Para la norma MIE.RAT-13 viene determinada por la siguiente expresión:

$$R_{MIE.RAT-13} = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L} = \frac{300}{4 * 16,72} + \frac{300}{1034} = 4,77\ \Omega \quad (2-91)$$

Siendo:

L: Longitud total de los conductores de malla (1034 m).

$\rho$ : Resistividad del terreno (300).

r: Radio de un circulo de la misma superficie que el área cubierta por la malla (16,72 m).

Para la norma internacional IEEE Std 80-2000 se proponen varias expresiones para el cálculo de la resistencia a tierra si la expresión fue propuesta por Laurent and Nieman y la propuesta que Sverak que expandió la ecuación teniendo en cuenta el efecto de la profundidad de enterramiento del conductor de tierra.

Para nuestra instalación usaremos la expresión de Sverak que exponemos a continuación:

$$R_{UNE,IEEE\ STD\ 80-2000} = \rho \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \quad (2-92)$$

Siendo:

Lt: Longitud total de los conductores enterrados de la malla (1034 m).

A: Área ocupada por la malla de puesta a tierra en m<sup>2</sup> (878 m<sup>2</sup>).

h: Profundidad de la malla de tierra (1m)

$$R_{UNE,IEEE\ STD\ 80-2000} = 300 \frac{1}{1034} + \frac{1}{\sqrt{20 * 878}} \left( 1 + \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{20}{878}}} \right) = 6,96 \Omega \quad (2-93)$$

La resistencia de puesta a tierra puede disminuir añadiendo electrodos adicionales como picas. Las ecuaciones de Schwarz tienen en cuenta los electrodos adicionales en el cálculo de la resistencia.

#### 2.2.6.5 Cálculo de las tensiones máximas admisibles de paso y contacto

A continuación calcularemos las tensiones de paso y contacto, en primer lugar definiremos estos términos:

- Tensión de paso: Diferencia de potencial existente entre dos puntos del terreno situados a 1,0 m de distancia entre sí en dirección al electrodo de tierra. Afectaría a una persona que se encuentra caminando en las cercanías del electrodo de tierra en el momento de la avería. Es tanto mayor cuanto más cerca se encuentre del electrodo.
- Tensión de contacto: Diferencia de potencial existente entre la mano y el pie de una persona que este momento está en contacto con el electrodo de tierra y pisando el terreno a cierta distancia del mismo.

Para el cálculo de las tensiones de paso y contacto, el MIE.RAT-13 nos proporciona los circuitos de calculo de ambas situaciones que mostramos a continuación:

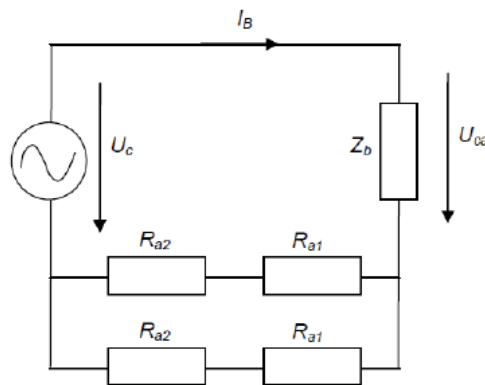


Figura 2-26 Circuito para el cálculo de la tensión de contacto

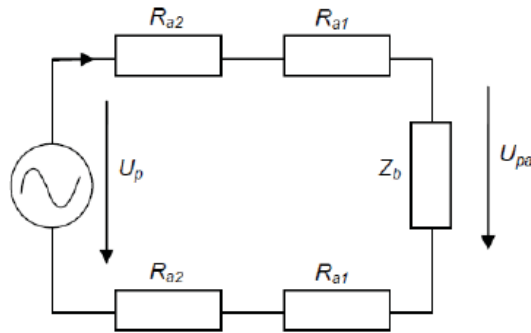


Figura 2-27 Circuito para el cálculo de la tensión de paso

Siendo:

$U_c$ : Tensión de contacto máxima admisible (V)

$U_p$ : Tensión de paso máxima admisible (V)

$Z_b$ : Impedancia del cuerpo humano ( $1000 \Omega$ )

$I_b$ : Corriente que fluye a través del cuerpo (A)

$R_a$ : Resistencia adicional

$R_{a1}$ : Resistencia equivalente del calzado ( $2000 \Omega$ )

$R_{a2}$ : Resistencia a tierra del punto de contacto;  $R_{a2}=3\rho_s$

$\rho_s$ : Resistividad del suelo cerca de la superficie

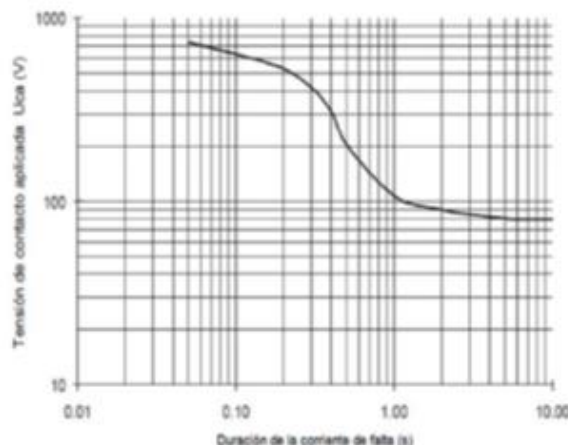
Comentar que la resistividad del suelo cerca de la superficie se da para suelos recubiertos por una capa adicional de elevada resistividad (grava, hormigón), para nuestra central no se usara dicha capa adicional por lo tanto la resistividad del suelo cerca de la superficie será igual a la resistividad del terreno de  $300 \Omega$ .

Una vez definidos los conceptos pasamos al cálculo de los mismos empezando por la tensión de contacto máxima admisible siguiendo la siguiente expresión:

$$U_c = U_{CA} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2Z_b}\right) = U_{CA} * \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s}{1000}\right) \quad (2-94)$$

$$U_p = U_{pA} * \left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_b}\right) = 10U_{CA} * \left(1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000}\right) \quad (2-95)$$

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada,  $U_{ca}$ , a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta, se dan en la siguiente Figura 2-28



Duración de la corriente de falta, $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Figura 2-28 Valores de tensión de contacto admisible máxima

Los valores admisibles de la tensión de paso aplicada entre los dos pies de una persona, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado se define como diez veces el valor admisible de la tensión de contacto aplicada, ( $U_{pa} = 10 U_{ca}$ ).

Así pues, para un tiempo máximo de disparo de 1 segundo,  $U_{ca}=107$  V, y  $U_{pa}=1070$  V. Una vez tenemos determinado los valores máximos admisibles, calcularemos con las expresiones anteriores los valores de tensión de paso y contacto para nuestra instalación que deberán ser inferiores a los determinados mediante las figura

$$U_c = 107 * \left(1 + \frac{1000 + 1,5 * 300}{1000}\right) = 262,5 \text{ V} \quad (2-96)$$

$$U_p = 1007 * \left(1 + \frac{2000 + 6 * 300}{1000}\right) = 4833,6 \text{ V} \quad (2-97)$$

Comprobamos:

$$U_c = 262,5 \text{ V} \geq U_{ca} = 107 \text{ V} \quad OK \quad (2-98)$$

$$U_p = 4833,6 \text{ V} \geq U_{pa} = 1007 \text{ V} \quad OK \quad (2-99)$$

#### 2.2.6.6 Cálculo de los valores teóricos de las tensiones de paso y contacto

Para llevar a cabo el cálculo de los valores teóricos seguiremos la metodología de la IEEE Std 80-2000:

##### Tensión de contacto teórica

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{L_M} \quad (2-100)$$

- Donde  $K_m$  es el factor de espaciado de la malla para tensión de contacto cuya expresión de cálculo es:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[ \ln \left[ \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 * D * h} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[ \frac{8}{\pi * (2n - 1)} \right] \right] \quad (2-101)$$

Siendo:

-n: N° de conductores equivalentes en una dirección

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d = 2 * \frac{L_c}{L_p} = 2 * \frac{1034}{878} = 2,35 \quad (2-102)$$

-h: Profundidad de soterramiento de la red mallada (1 m).

-d: Diámetro del electrodo enterrado (6 mm<sup>2</sup>).

-D: Separación media entre conductores paralelos (52 m)

-Kii: Factor de ubicación de los electrodos pica, donde para mallas con picas repartidas a lo largo de la malla es 1.

-Kh: Factor de profundidad de soterramiento

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} = \sqrt{2} = 1,4142 \quad (2-103)$$

-ho: Profundidad de la malla de referencia (1m).

Aplicando todos los datos dispuestos obtenemos un valor de factor de esparcimiento de la malla de 0,2515.

- Donde Ki es el factor de geometría de malla (Irregularidad del flujo de corriente del conductor de tierra)

$$K_i = 0,644 + 0,148 n = 1,1120 \quad (2-104)$$

- Donde Lm es la longitud de conductor enterrado, que para el caso de picas repartidas a lo largo de la malla tiene la siguiente expresión:

$$L_m = L_c + L_r * \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] = 1066,25 m \quad (2-105)$$

Siendo

Lc: Longitud total de los conductores en la tierra (1034 m).

Lr: Longitud de las picas (20 m = 10\*2).

Lx: Longitud máxima de los conductores en x (387 m).

Ly: Longitud máxima de los conductores en y (52 m).

- Donde Ig es la corriente de falta, la cual es de 300 A.

Una vez tenemos los datos necesarios, podemos calcular el valor de tensión de contacto teórica;

$$E_m = \frac{300 * 0,25 * 0,9925 * 300}{1066,25} = 32,25 V \quad (2-106)$$

#### Tensión de paso teórica

$$E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{L_s} \quad (2-107)$$

- Donde Ks es el factor de espaciamiento de la malla para tensión de paso cuya expresión de cálculo es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,1665 \quad (2-108)$$

- Donde Ls es la longitud de conductor enterrado, que para el cálculo de la tensión de paso teórica sigue la siguiente expresión.



$$L_s = 0,75 * L_c + 0,85 * L_r = 792,5$$

Una vez tenemos los datos necesarios, podemos calcular el valor de tensión de paso teórica:

$$E_s = \frac{300 * 0,1666 * 0,9925 * 300}{792,5} = 18,77 \text{ V} \quad (2-109)$$

### 2.2.6.7 Comparación entre MIE-RAT-13 y UNE,IEEE 80-2000.

Para finalizar con la puesta a tierra llevaremos a cabo la comparación de las normas usadas, donde los valores teóricos calculados según la UNE, IEEE 80-2000 deben ser inferiores a las tensiones de contacto y paso calculadas con el criterio de MIE.RAT-13.

$$U_c = 262,5 \text{ V} > E_m = 32,25 \text{ V} \quad OK$$

$$U_p = 4833,6 \text{ V} > E_s = 18,77 \text{ V} \quad OK$$

## 2.3 PREVISIÓN ENERGÉTICA

### 2.3.1 Cálculo teórico

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiancia solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año, ya que se define siempre la posición del sol para un lugar cualquiera mediante su altura y su azimut.

El instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), establece en su pliego de condiciones técnicas de instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red, una metodología para el cálculo de la producción anual esperada en su punto 7.

Según este punto, los datos de entrada que deberemos aportar son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$ : Corresponde al valor medio y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m<sup>2</sup>día), obtenido a partir de algunas fuentes reconocidas, en nuestro caso usaremos las bases del sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Corresponde al valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>día) obtenidos de nuevo de PVGIS. El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.
- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Una vez recogidos los datos anteriores de la instalación realizaremos la estimación de la energía inyectada de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \quad (2-110)$$

Dónde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Es el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>día)
- $P_{mp}$ : Potencia pico del generador
- PR (Performance Ratio): Rendimiento energético de la instalación
- $G_{CEM}$ : Irradiancia en condiciones estándar (1kW / m<sup>2</sup>)

Comenzaremos por recopilar de una base de datos como PVGIS los valores de irradiación para la localización de nuestra instalación. Debido a que el fabricante solo nos proporciona una estimación de un aumento de captación o producción medio de energía de un 32 %, realizaremos el supuesto de que todos los meses se capta

un 30 % mas con el uso de los seguidores, sin embargo, sabemos que el uso de seguidores permiten una captación del torno al 30-40 % más en meses de verano, mientras que en invierno la el aumento de captación esta en torno al 20-30% más.

Para la estimación del valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador, sobre plano horizontal y sobre plano con seguimiento solar usaremos PVGIS como ya hemos comentado y resaltar que el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador ( $G_{dm}(\alpha, \beta)$ ) se determinara para la inclinación óptima que corresponde a nuestra instalación, la cual es  $34^\circ$  y la latitud  $38,48^\circ$ .

Tabla 2-5 Energía captada por  $m^2$  de los distintos sistemas

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/m2]	$G_{dm}(0,34^\circ)$ [kWh/m2]	Seguimiento Solar (%)	$G_{dm}(seg)$ [kWh/m2]
Enero	2,34	3,9	30%	3,042
Febrero	3,46	5,16	30%	4,498
Marzo	4,86	6,02	30%	6,318
Abril	5,72	6,11	30%	7,436
Mayo	6,79	6,5	30%	8,827
Junio	7,78	7,03	30%	10,114
Julio	8,16	7,54	30%	10,608
Agosto	7,13	7,33	30%	9,269
Septiembre	5,39	6,42	30%	7,007
Octubre	4,01	5,61	30%	5,213
Noviembre	2,71	4,43	30%	3,523
Diciembre	2,15	3,78	30%	2,795
<b>Media Anual</b>	<b>5,042</b>	<b>5,82</b>	<b>30%</b>	<b>6,55</b>

En la tabla anterior se han recogido los valores medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano horizontal  $G_{dm}(0)$ , sobre el plano del generador situado en dirección sur y con la inclinación óptima para esa localización  $34^\circ$   $G_{dm}(0,34)$  y sobre el plano del generador con seguimiento solar  $G_{dm}(seg)$ .

En la Figura 2-29 se ha querido mostrar una representación de los niveles de irradiancia que captan los módulos fotovoltaicos por  $m^2$  según el tipo de instalación recogidos en la Tabla 2-5. Destacar que aunque durante los meses de verano una instalación instalada a  $0^\circ$  (superficie horizontal) capte más que la instalación con una inclinación óptima fija ( $34^\circ$  para nuestra latitud), el cómputo anual, es de un 15 % superior.

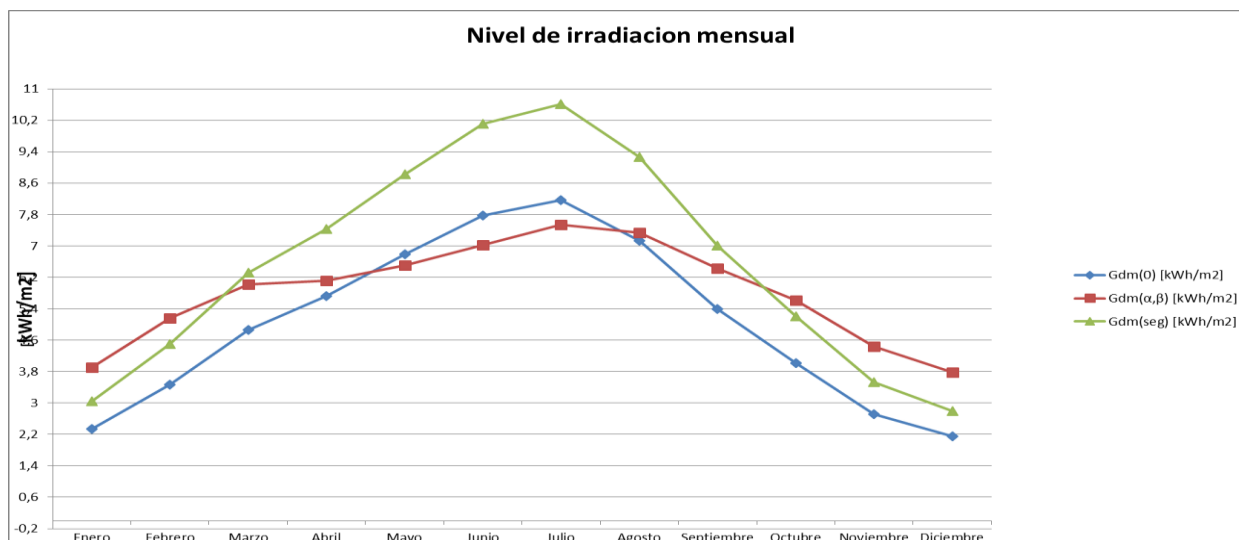


Figura 2-29 Comparación de los niveles de irradiación mensual captados por superficie horizontal, inclinada óptima y montada sobre seguimiento solar

Una vez conocido los niveles de irradiancia de nuestra instalación pasaremos a calcular y estimar las pérdidas a que se verá sometida nuestra instalación durante su operación.

### 2.3.1.1 “Performance ratio” o rendimiento energético de la instalación

Una vez que la energía procedente del Sol incide sobre la superficie de captación de los paneles solares fotovoltaicos, ésta tiene que ser transportada a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. Durante todo el transcurso desde el punto de los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vertida a la red eléctrica. Este conjunto de pérdidas se representa mediante un factor de rendimiento llamado Performance Ratio (PR).

El “performance ratio”, es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, es decir, el cociente entre la energía que produce la instalación y la energía teórica que puede generar la instalación. Este rendimiento tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia del módulo fotovoltaico con respecto a la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- Las eficiencia energética del inversor
- Otros

A fin de establecer un valor de referencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales, se estudiara cada una de las pérdidas que constituyen el rendimiento total, teniendo en cuenta la evolución del tiempo y las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación.

### 2.3.1.2 Pérdidas por el seguimiento del punto de trabajo

La potencia pico de un módulo fotovoltaico se expresa en “vatios pico” Wp, y viene dada para el punto donde el producto del voltaje por la intensidad es máximo. En esta instalación, estas pérdidas se limitarán a la precisión de dicho dispositivo de búsqueda del punto de máxima potencia, y serán como mucho de un 2%. Por lo tanto para el rendimiento del punto de trabajo ( $\eta_{pt}$ ), tendremos:

$$\eta_{ptrabajo} = 0,98 \quad (2-111)$$

### 2.3.1.3 Pérdidas por temperatura

Las características técnicas de un módulo solar se facilitan para las condiciones estándar (1.000 W/m<sup>2</sup>, 1,5 AM, 25 °C). En cada célula, y según el catálogo de TRINA SOLAR, la célula solar que conforma nuestro módulo se ve afectada por la temperatura de la siguiente forma:

$$\frac{dV_{Mp}}{dT_c} = -148,98 \frac{mV}{^{\circ}C} \quad (2-112)$$

Esto significa que por cada °C de aumento de la temperatura en la célula respecto a 25°C, el voltaje con respecto al seguimiento del punto de máxima potencia se reducirá en 0,149V. Este dato es proporcionado por el fabricante en la hoja de características de cada panel y se denomina coeficiente de temperatura de Pmax.

Como ya usamos anteriormente en el cálculo de las tensiones de los paneles corregidas para las temperaturas extremas que se pueden dar en nuestra localización, para la determinación de la temperatura de trabajo de los módulos para cada mes, se requiere de la TONC (temperatura de operación de la célula) que es proporcionada por el fabricante en la hoja de características del panel y para nuestro caso es de 44 °C. Recordamos que el TONC se define como la temperatura que alcanza el módulo solar cuando se ve sometido a condiciones de trabajo específicas, (800 W/m<sup>2</sup>, distribución espectral 1,5 AM, 20 °C, velocidad de viento 1 m/s). La temperatura en cada célula depende exclusivamente de las temperaturas ambiente y de la intensidad de la radiación solar. La diferencia entre ellas se define como:

$$T_c - T_{amb} = C * G_{dm}(\alpha, \beta) \quad (2-113)$$

Siendo “C” una constante con el siguiente valor:

$$C = \frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800 \text{ W/m}^2} = \frac{44 - 20}{800 \text{ W/m}^2} = 0,03 \text{ m}^2/\text{W} \quad (2-114)$$

En la Tabla 2–6 se reflejan todos los resultados de los cálculos correspondientes al rendimiento de para nuestro módulo fotovoltaico, utilizando los datos de temperatura media diurna y los valores de irradiancia horarios medios de nuestra localización para cada mes del año proporcionados por la base de datos PVGIS y los datos proporcionados por el fabricante.

Una vez obtenidos dichos datos se realiza el cálculo de la temperatura de la célula con el método indicado, se calcula la diferencia con respecto a la temperatura de referencia de la célula y posteriormente se calcula el incremento o reducción de voltaje por parte de la célula en función de la temperatura a la que se encuentre.

Por último se compara con el voltaje a la temperatura de referencia y se calcula cada rendimiento para cada mes, obteniendo finalmente un rendimiento medio el cual es:

$$\eta_{ptemperatura} = 0,993 \quad (2-115)$$

Tabla 2–6 Tabla resumen del cálculo del rendimiento de temperatura

Mes	Temperatura media diurna (°C)	TONC	C	Gdm(seg) [W/m2]	Temperatura de la célula (°C)	Diferencia con respecto a 25 °C	dVco (V)	η (%)
Enero	10,8	44	0,03	126,75	14,6025	-10,3975	1,549	1,034
Febrero	10,9	44	0,03	187,42	16,5225	-8,4775	1,263	1,027
Marzo	14,2	44	0,03	263,25	22,0975	-2,9025	0,432	1,009
Abril	17,2	44	0,03	309,83	26,495	1,495	-0,223	0,995
Mayo	21,3	44	0,03	367,79	32,33375	7,33375	-1,093	0,976
Junio	24,8	44	0,03	421,42	37,4425	12,4425	-1,854	0,960
Julio	28	44	0,03	442,00	41,26	16,26	-2,422	0,948
Agosto	28,1	44	0,03	386,21	39,68625	14,68625	-2,188	0,953
Septiembre	24,8	44	0,03	291,96	33,55875	8,55875	-1,275	0,972
Octubre	20,5	44	0,03	217,21	27,01625	2,01625	-0,300	0,993
Noviembre	14,5	44	0,03	146,79	18,90375	-6,09625	0,908	1,020
Diciembre	11,7	44	0,03	116,46	15,19375	-9,80625	1,461	1,032
<b>Media Anual</b>	<b>18,90</b>	<b>44</b>	<b>0,03</b>	<b>273,090</b>	<b>27,093</b>	<b>2,093</b>	<b>-0,312</b>	<b>0,993</b>

#### 2.3.1.4 Pérdidas por distorsión

Las pérdidas por conexionado o distorsión son debidas a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal, con lo que pueden registrar desviaciones respecto al valor teórico de hasta un  $\pm 10\%$ . Sin embargo para nuestro modulo fotovoltaico TRINA SOLAR 340 Wp, esta desviación es de  $0/+5\%$ , por lo tanto se ignoran las pérdidas por distorsión, siendo su rendimiento:

$$\eta_{pdistorsión} = 1 \quad (2-116)$$

#### 2.3.1.5 Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos fotovoltaicos pueden oscilar entre un valor nulo después de llover y el  $8\%$  cuando están muy sucios. Se tomará un valor medio de pérdidas del  $4\%$ , y por lo tanto, un rendimiento de pérdidas por suciedad de:

$$\eta_{psuciedad} = 0,96 \quad (2-117)$$

Estas pérdidas siempre pueden ser reducidas al mínimo si se toma en cuenta que la planta tendrá un equipo de limpieza de paneles, pero nos pondremos en el caso más desfavorable para el cálculo de dichas pérdidas.

#### 2.3.1.6 Pérdidas por reflectancia angular y espectral

El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente, presentando mayores pérdidas en aquellas células con capas antirreflexivas que en las que están texturizadas. También la estacionalidad influye en este parámetro, aumentando las pérdidas en invierno, así como con la latitud. Un rango de valores puede ser entre el 2% y 6%. Tomaremos unas pérdidas de un 3% que es un valor medio anual estimado.

$$\eta_{reflectancia} = 0,97 \quad (2-118)$$

#### 2.3.1.7 Pérdidas por eficiencia energética del inversor

El rendimiento de un inversor CC/CA varía en función de su calidad, forma de onda, régimen de trabajo, etc. En nuestra instalación como ya se comentó se va a instalar el inversor Sunny central de 2,2MW de SMA, cuyo rendimiento suministrado por el fabricante es:

$$\eta_{inversor} = 0,98 \quad (2-119)$$

#### 2.3.1.8 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua

Son pérdidas óhmicas, debido a la caída de tensión producida en el cableado entre los módulos fotovoltaicos y el inversor pasando por los String o cajas de concentración. El valor máximo admisible para las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión es de 1,5 %. Por lo tanto el rendimiento asociado a este tipo de pérdidas será:

$$\eta_{cableadoCC} = 0,985 \quad (2-120)$$

#### 2.3.1.9 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna

Al igual que el anterior son pérdidas que se producen debido a las caídas de tensión en cableado de la parte de corriente alterna. El valor máximo admisible para las pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión es de 2 %

$$\eta_{cableadoAC} = 0,98 \quad (2-121)$$

#### 2.3.1.10 Pérdidas por eficiencia del transformador

Al estar el sistema vertiendo su energía a la red de MT, la medida de su cuantía total entregada por la instalación solar se realizará después del transformador BT/MT, por lo que hay que evaluar las pérdidas ocasionadas por éste, además de su consumo en vacío. Por término medio oscilarán entre un 2 y un 3%, con lo que el rendimiento del transformador será:

$$\eta_{transformador} = 0,97 \quad (2-122)$$

#### 2.3.1.11 Rendimiento global del sistema

Una vez analizados los rendimientos parciales se puede calcular el rendimiento global de los sistemas (PR) para nuestra instalación usando la siguiente expresión:

$$PR = \eta_{ptrabajo} * \eta_{pT^o} * \eta_{psuciedad} * \eta_{reflectancia} * \eta_{inversor} * \eta_{cCC} * \eta_{cAC} * \eta_{trafo} \quad (2-123)$$

El valor del “performance ratio” PR no es un valor fijo puesto que en cada mes se tienen diferentes pérdidas sobre todo, en el aspecto de la temperatura por lo tanto en la siguiente tabla se recogen los valores de PR para cada uno de los meses siguiendo la ecuación anterior:

Tabla 2–7 Resumen del PR calculado mes a mes

CALCULO PERFORMANCE RATIO	
Mes	PR
Enero	0,865
Febrero	0,860
Marzo	0,845
Abril	0,833
Mayo	0,817
Junio	0,803
Julio	0,793
Agosto	0,797
Septiembre	0,814
Octubre	0,832
Noviembre	0,853
Diciembre	0,863
<b>Media Anual</b>	<b>0,831</b>

### 2.3.1.12 Cálculo de la producción anual esperada

Conocido el rendimiento total de la instalación para cada uno de los meses del año y sabiendo el nivel de radiación solar incidente  $G_{dm(seg)}$  que corresponde y la potencia pico instalada del sistema. Estamos en disposición de calcular la energía teórica anual esperada, para ello partiremos de los siguientes datos:

- Potencia pico del generador Fotovoltaico: 59.530,000 kWp
- Performance Ratio: En función del mes
- Nivel de radiación solar: Base de datos del PVGIS

Teniendo en cuenta todos los datos anteriores se presentan en la siguiente tabla los valores medios mensuales y el promedio anual de la energía producida por el campo.

Tabla 2–8 Estimación teórica de la energía producida

CALCULO DE LA PRODUCCIÓN TEÓRICA ANUAL						
Mes	$G_{dm(seg)}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	Potencia instalada (kWp)	PR	PRODUCCION TEORICA		
				kWh*día	Días del mes	kWh*mes
Enero	3,042	59520	0,865	156628	31	4855475
Febrero	4,498	59520	0,860	230208	28	6445830
Marzo	6,318	59520	0,845	317698	31	9848625
Abril	7,436	59520	0,833	368663	30	11059876
Mayo	8,827	59520	0,817	429346	31	13309728
Junio	10,114	59520	0,803	483645	30	14509357
Julio	10,608	59520	0,793	500762	31	15523635
Agosto	9,269	59520	0,797	439897	31	13636801
Septiembre	7,007	59520	0,814	339442	30	10183265
Octubre	5,213	59520	0,832	258014	31	7998433
Noviembre	3,523	59520	0,853	178960	30	5368797
Diciembre	2,795	59520	0,863	143645	31	4452998
<b>Total</b>				<b>3846908</b>		<b>117192822</b>

### 2.3.2 Cálculo experimental a través del software de simulación fotovoltaica PVsyst

El software PVsyst consiste en una herramienta de diseño y optimización de un sistema solar fotovoltaico. Es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos.

Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

Abarca dos variantes específicas de instalaciones, bombeo y conectado CC, además de los dos tipos principales conectado a red y aislado. Incluye gran cantidad de opciones y permite modificar e incluir todos los datos necesarios para un estudio en detalle.

También proporciona el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda. Es una herramienta de pago, pero que se puede probar durante un periodo de un mes para y después si no se adquiere una licencia funcionará en modo demostración, con una gran cantidad de limitaciones.

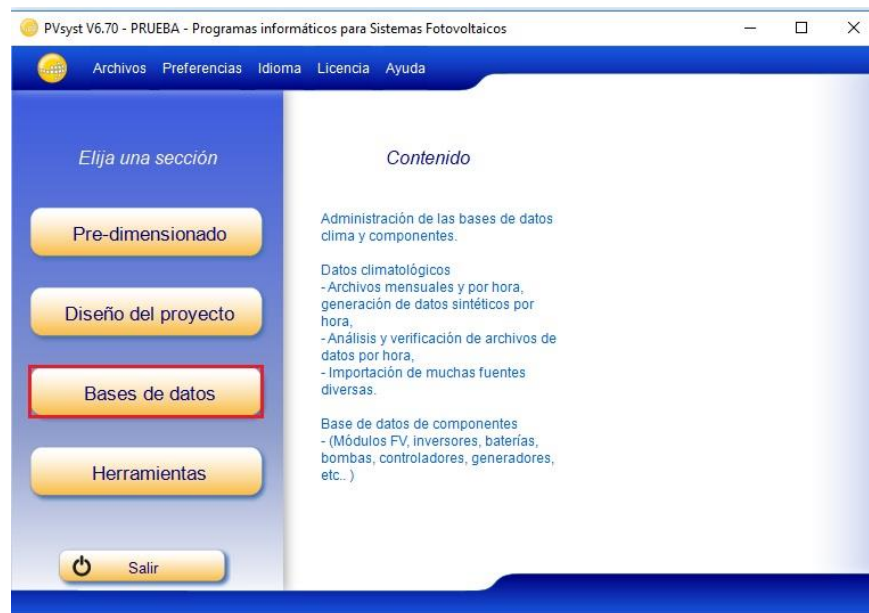


Figura 2-30 Ventana principal del programa PVsyst

Para llevar a cabo el cálculo experimental a través de este software el primer paso a realizar es la recogida de los datos de radiación del programa PVGIS online. La importación de estos datos se realiza a través de la propia herramienta PVsyst tal como se muestra en la figura en la pestaña importación base clima.



Figura 2-31 Ventana base de datos

Crearemos nuestra ubicación siguiendo las instrucciones de importación que el propio programa nos

proporciona. La base de datos que es importada principalmente contiene los siguientes parámetros del PVGIS

- Irradiación Horizontal
- Dif / global Irradiación
- Temperatura media diaria

Una vez se han importados estos datos el software nos dice que la base de datos se ha importado con éxito y debemos definir el nombre del lugar e importar las coordenadas. Como resultado como podemos ver en la figura, hemos obtenido la longitud, latitud y altitud del lugar. Además se generan dos archivos que el programa usa posteriormente, el principal es el .MET pues contiene los valores definidos anteriormente.

**Importación datos Clima diferentes fuentes**

**External Data Source**

Hourly data  
Monthly Data

PVGIS (Europe + Africa) 1981-Today

Web-free interpolated Data from several sources, Europe [1]  
Mediterranean Basin, Africa and South-West Asia [2].

PVGIS Classic, [1]: ground stations, 1981-1990, res. 1kmx1km.  
PVGIS Helioclim, [2]: satellites, 1985-2004, res. 28 km @equator.  
or  
PVGIS-SAF, [1][2]: satellites, 1998-2011, res. 3km @equator.

**File creation status :**

1 .SIT file created ✓  
1 .MET file created ✓

**Ubicación**

Lugar: Central de 50,6 MW

País: Spain

Región: Europa

Huso horario: 1.0 corresponde a una diferencia media  
Hora Legal - Hora Solar = 1h 27m

**Coordenadas Geográficas**

	Decimal	Grad. min.	
Latitud	38.80	38 48	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	-6.83	-6 50	(+ = Este, - = Oeste Greenwich)
Altitud	239		metros sobre el nivel del mar

**Importing instructions**

Go to PVGIS Europe page  
Go to PVGIS Africa-Asia page

Clear  
Importar  
Temperaturas  
View site  
Guarda lugar  
Crea Meteo  
Cerrar

Figura 2-32 Ventana de importación de datos de clima

En la misma opción de las base de datos, encontramos la base de datos de componentes donde es posible crear o modificar los elementos principales que participan en cualquier central fotovoltaica ya sea conectada a red o aislada. Para nuestro proyecto deberemos comprobar que los elementos módulos fotovoltaicos e inversor seleccionados están contenidos en la base de datos del propio software.



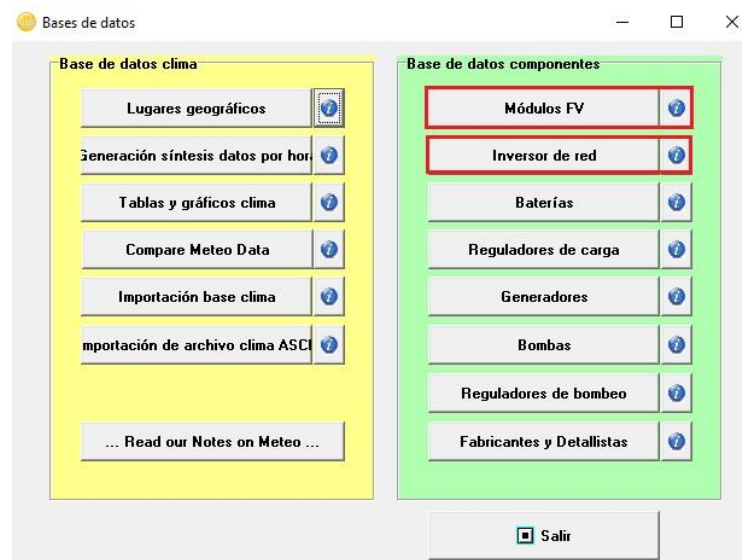


Figura 2-33 Ventana de base de datos

Comenzando por el módulo fotovoltaico Trina Solar 340 Wp, el software contiene dicho panel pero la versión 2016, por lo que modificaremos aquellos valores que hayan cambiado en vista de que sean los mismos que contiene la hoja de características de nuestro panel fotovoltaico de la versión 2018. Tal como se aprecia en la Figura 2-34, podemos ver que es posible definir cada parámetro característico de los módulos fotovoltaicos desde sus datos básicos pasando por sus dimensiones y tecnología hasta sus gráficos característicos y que influyen posteriormente en la simulación. La definición del módulo se ha realizado principalmente en la pestaña de datos básicos modificando aquellos parámetros que no se correspondían con la versión actual usada, como resultado de estas modificaciones, hemos creado el mismo módulo fotovoltaico pero en su versión 2018. Como parte de un conocimiento más profundo del programa, debemos decir que el modelo interno que vemos en parte inferior, es el modelo que genera el software tras tener en cuenta los parámetros de modelo, adicionales, tecnología...etc y que usara posteriormente el programa en la simulación.

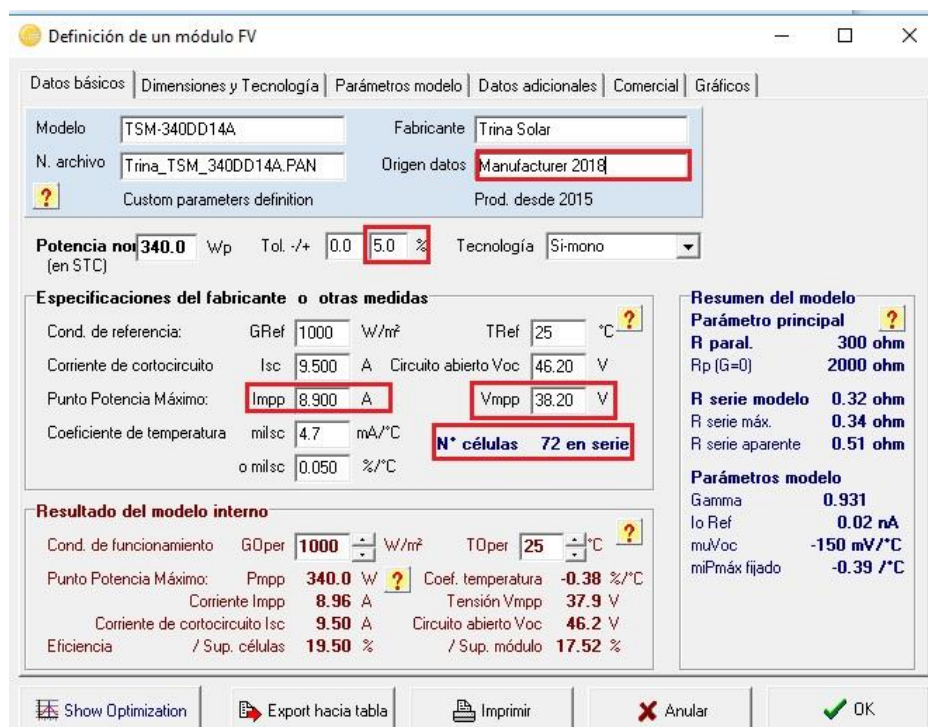


Figura 2-34 Definición del módulo fotovoltaico TRINA SOLAR 340 Wp

El segundo elemento que podemos modificar es nuestro inversor SMA 2200 SC, puesto que el software también contiene una versión (2015) del mismo, para ello accedemos a la pestaña de inversor de red donde de nuevo

modificaremos aquellos parámetros de la definición del inversor conectado a red con el objetivo de que tengan los mismos valores que la hoja de característica de nuestro inversor de su versión 2018, tal como podemos observar en la figura.

Figura 2-35 Definición de inversor SMA Sunny central 2200 SC

Una vez hemos definido la base de datos tanto de clima como de elementos de la instalación estamos en disposición de comenzar con el diseño del proyecto, con este objetivo seleccionaremos Diseño del proyecto en la ventana principal y posteriormente Conectado a la red.

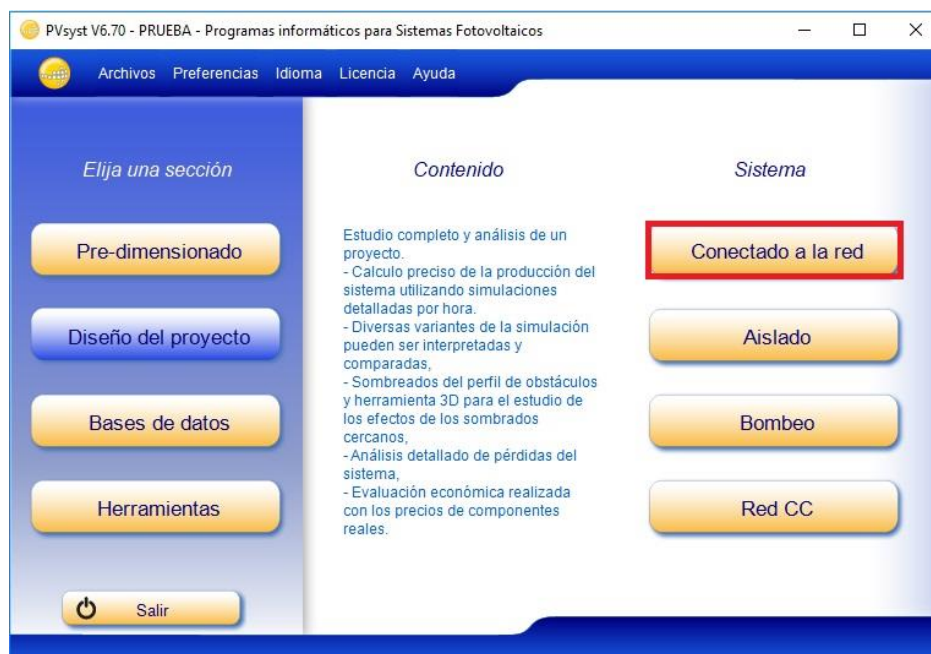


Figura 2-36 Selección de pestaña en la ventana principal

Los apartados que definiremos dentro del software para llevar a cabo la simulación y obtener los resultados son:

- La orientación

- El sistema
- Sombras cercanas

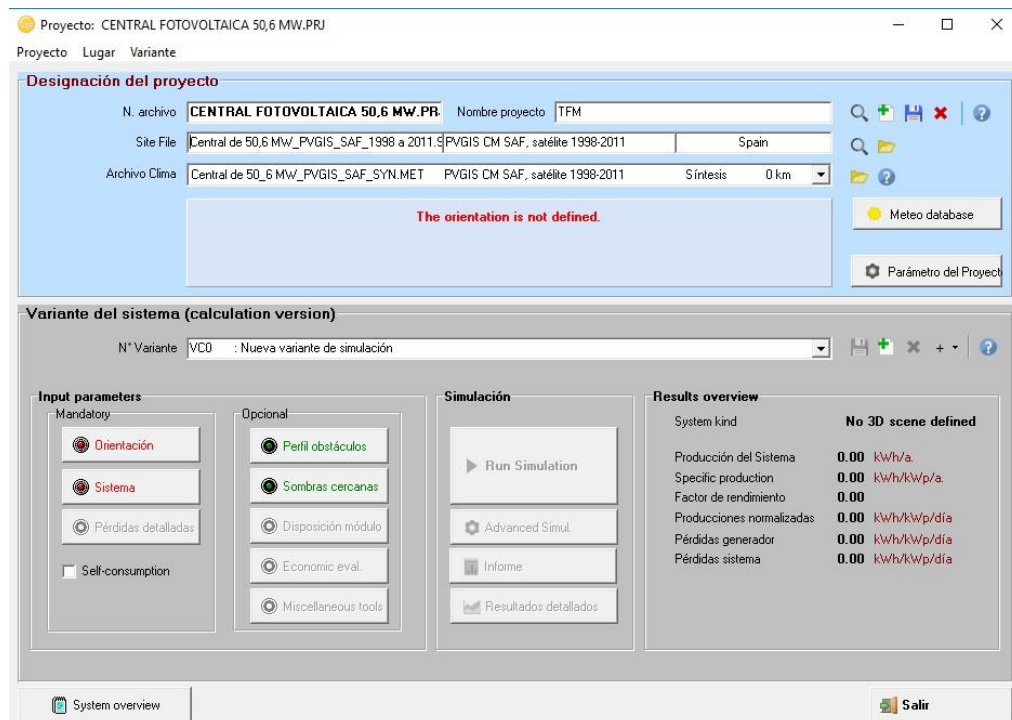


Figura 2-37 Ventana del módulo conectado a red del proyecto

### 2.3.2.1 Orientación

En función de la disposición que van a tener nuestras placas fotovoltaicas, PVsyst ofrece la posibilidad de elegir entre distintas opciones de orientación, por ejemplo, si nuestras placas poseen un sistema de seguimiento del movimiento del sol o tienen una disposición fija, están instaladas en filas consecutivas, etc. Nuestro modelo definido en la memoria descriptiva son seguidores solares de un solo eje con orientación N-S.

En la parte izquierda habrá que introducir:

- La inclinación del eje :  $0^\circ$  para nuestro caso ya que es horizontal
- El azimut del eje.
- Los límites de rotación del azimut “Phi min y max”. Estos vienen definidos por el seguidor solar con los valores de  $-55^\circ$  y  $55^\circ$ .
- En las opciones especiales está la opción “Backtracking”, El sistema antisombra es un dispositivo que evita que las placas solares proyecten sombras entre sí, de manera que si se diese el caso el sistema antisombra corregiría el movimiento de las placas para evitarlas. Dado que el sombreado afecta más negativamente que la incidencia solar no sea perpendicular muchas instalaciones disponen de estos dispositivos.

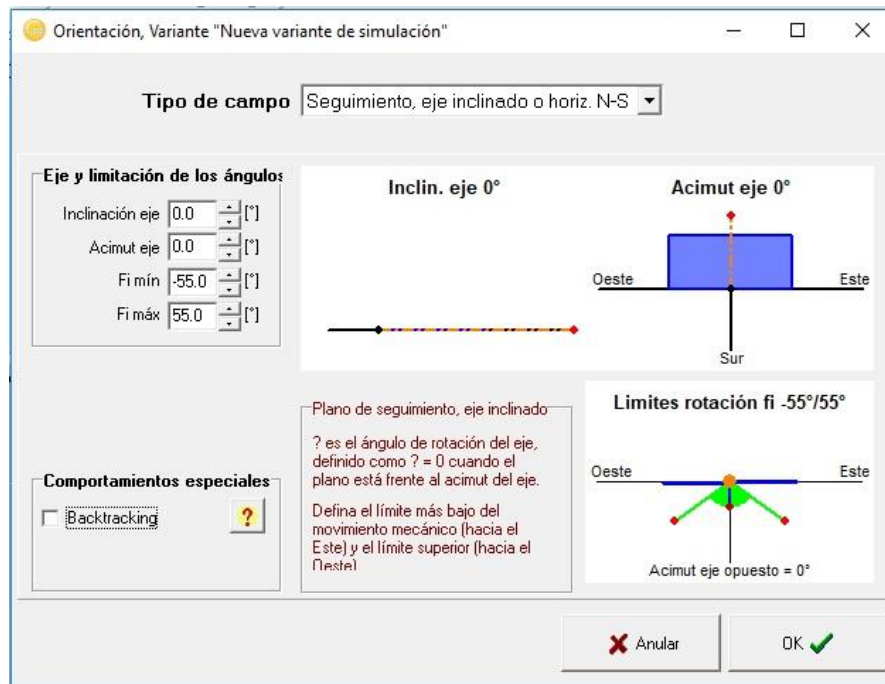


Figura 2-38 Ventana de orientación

### 2.3.2.2 Sistema

El siguiente parámetro de entrada imprescindible a definir para poder llevar a cabo una simulación es el sistema, en este apartado se realiza la configuración y diseño del generador fotovoltaico, únicamente llevaremos a cabo la definición de un solo subcampo, tal como se definió en la memoria justificativa. Encontramos en la parte izquierda 3 cuadros principales donde podemos actuar:

- Configuración global del sistema: En este cuadro es posible definir más de un tipo de subcampo en el caso de que tuviéramos más de un tipo. En nuestro proyecto tenemos 24 subcampos de potencia similar por lo tanto solo necesitamos definir 1 tipo de subcampo. Además realiza un resumen del sistema global que hemos definido en las posteriores pestañas.
- Generador FV: Tenemos tres cuadros principales, el primero de ellos nos aparece el tipo de sistema de orientación definido anteriormente y una pestaña de ayuda al dimensionado del generador fotovoltaico, para el caso en que conozcamos la potencia del campo fotovoltaico o la superficie disponible, el programa te realiza un dimensionado preliminar. En el segundo cuadro, es seleccionado el modulo fotovoltaico, para nuestro proyecto el modulo Trina Solar 340Wp de 2018. Por último, en el tercer cuadro es definido el inversor, al igual que en el segundo cuadro, seleccionamos el inversor SMA 2200 SC modificado para la versión 2018.
- Diseño del generador FV: En este cuadro se introduce el número de módulos fotovoltaicos en serie y el número de cadenas o ramales que irán en paralelo. El propio software te realiza la recomendación de número de modelos en serie que son necesarios para que puedan trabajar conjuntamente con el inversor en los niveles de tensión adecuados. Esta recomendación hace referencia precisamente a las ecuaciones que fueron definidas en el apartado de cálculos de modelos en serie y paralelo. Finalmente y tras introducir los valores que fueron calculados, 19 modulos en serie y 384 ramales. El software nos informa de que es una configuración correcta y que el inversor no está ni sobredimensionado ni subdimensionado.



Definición de un sistema red, Variante "Nueva variante de simulación"

---

**Configuración global sistema**  
1 N° de tipos de sub-campos  
? Esquema Simplificado

**Resumen sistema global**  
N° de módulos 7296  
Superficie módulos 14157 m²  
N° de inversores 1  
Potencia nominal FV 2481 kWp  
Potencia máxima FV 0.0 kWdc  
Potencia nominal CA 2200 kWac

---

**Sub-generador #1**  
**Sub-array name and Orientation**  
Name Sub-generador #1  
Orient. Seguimiento, eje inclinado o horiz. N-S

**Ayuda al Dimensionado**  
No sizing Entrar Pnom deseada 0.0 kWp  
... o superficie disponible(módulos) 0 m²

---

**Selección del módulo FV**  
Disponible actualmente  
Trina Solar 340 Wp 32V Si-mono TSM-340DD14A Since 2015 Manufacturer 2018 Abrir  
Tensiones de dimensionado: 32.5 V  
Voc (-10°C) 51.4 V  
Use Optimizer

---

**Selección del inversor**  
Disponible actualmente  
SMA 2200 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz Sunny Central 2200vs2 Since 2015 Abrir  
N° de inversores 1 Tensión Funciona.: 570-950 V Pglobal inversor 2200 kWac  
Tensión máx de entrada: 1100 V  
50 Hz  
60 Hz

---

**Diseño del generador FV**  
**N° de módulos y cadenas**  
Mód. en serie 19 entre 18 y 21  
N° de cadenas 384  
Pérdida sobrecarga 0.0 %  
Relación Pnom 1.13 Pérd. sobrecarg  
N° módulos 7296 Superficie 14157 m²  
Cond. de funcionamiento  
Vmpp (60°C) 618 V  
Vmpp (20°C) 735 V  
Voc (-10°C) 976 V  
Irradiancia plano 1000 W/m²  
Impp (STC) 3455 A  
Isc (STC) 3648 A  
Isc (en STC) 3648 A  
Máx. en bases  
Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C 2238 kW  
Potencia nom gener. (STC) 2481 kWp

---

System overview
Anular
OK

Figura 2-39 Ventana de sistema

### 2.3.2.3 Sombras cercanas

Las sombras cercanas es la pestaña opcional donde se lleva a cabo un cálculo de las pérdidas por sombreado según la configuración elegida. La construcción utilizada definida anteriormente es la de seguidores horizontales con orientación N-S, para llevar a cabo un correcto uso de esta opción debemos seguir la siguiente secuencia de pasos:

1. Construcción y perspectiva: El software necesita que realicemos la construcción de la disposición de los módulos fotovoltaicos de la planta. Para la definición del mismo construiremos un subsistema solar formado por 12 seguidores solares, 6 a cada lado del inversor, representando fielmente tal como se definirán en los planos. Además en este apartado se definió la disposición de los ramales, que ya definimos anteriormente como dos ramales por fila. Como resultado de este paso obtendremos el subsistema solar correspondiente a la siguiente Figura 2-40.

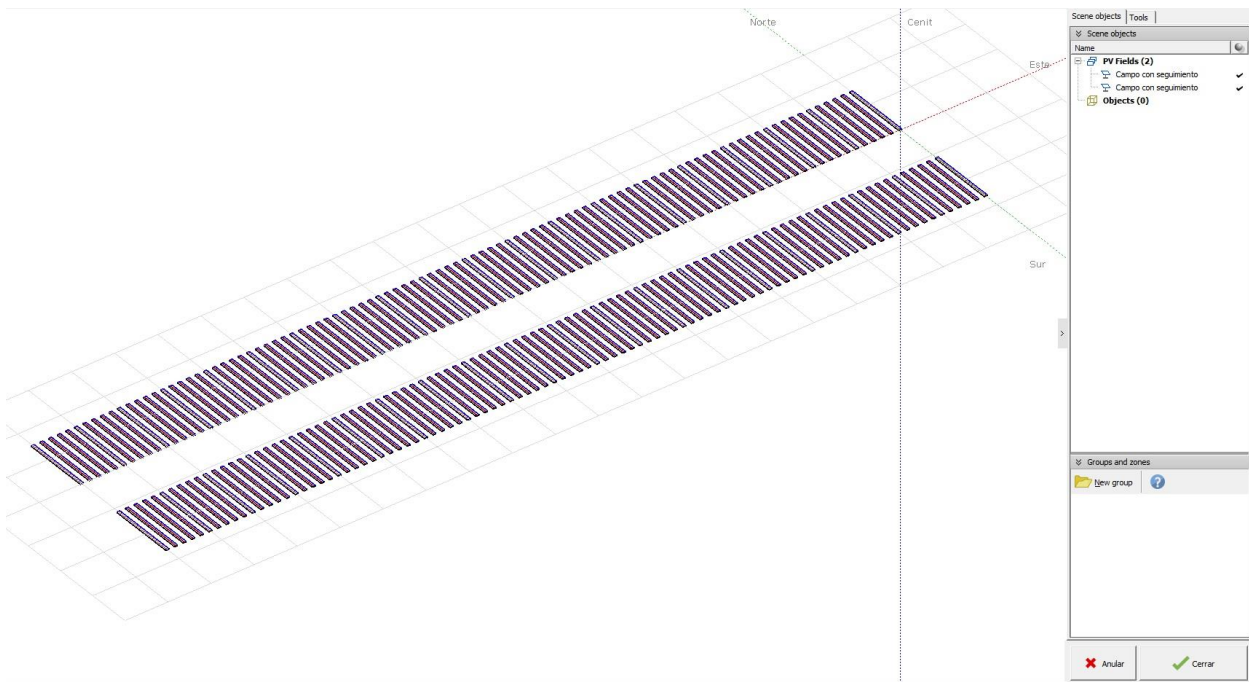


Figura 2-40 Subsistema diseñado en construcción y perspectiva

2. Una vez definido nuestro subsistema solar, el software es capaz de realizar una simulación del seguimiento del sol durante 1 día según la ubicación que fue definida en la configuración de la ubicación y obtener las sombras que se producen a lo largo del día. Como resultado se obtiene una tabla definida como “tabla del factor de sombreado lineal”, que tras los cálculos pertinentes se obtiene el factor de sombreado tanto difuso como para albedo.

Esta pestaña tiene un gran impacto en los resultados finales a la hora elegir la disposición que maximice la producción y minimice las pérdidas. Por lo tanto como parte del desarrollo de este programa se ejecutaron varias simulaciones para obtener resultados de producciones y pérdidas de ambos sistemas como ya vimos en la memoria descriptiva. Tras elegir el diseño final de la instalación se ejecutaron dos simulaciones cuya diferencia radicaba en activar o no el modo “backtracking” o “antisombra” y se obtuvieron dos tablas de factor de sombreado.

Las condiciones de la simulación fueron:

- 6 seguidores solares en paralelo con otro 6 seguidores solares
- La separación entre filas de cada uno de los seguidores son 6 m

En la siguiente figura se muestra la simulación del subsistema sin backtracking, como observamos el software calcula para la disposición elegida un factor de sombreado de 0.018 fruto que de las sombras que se producen justo cuando el sol es mas bajo.

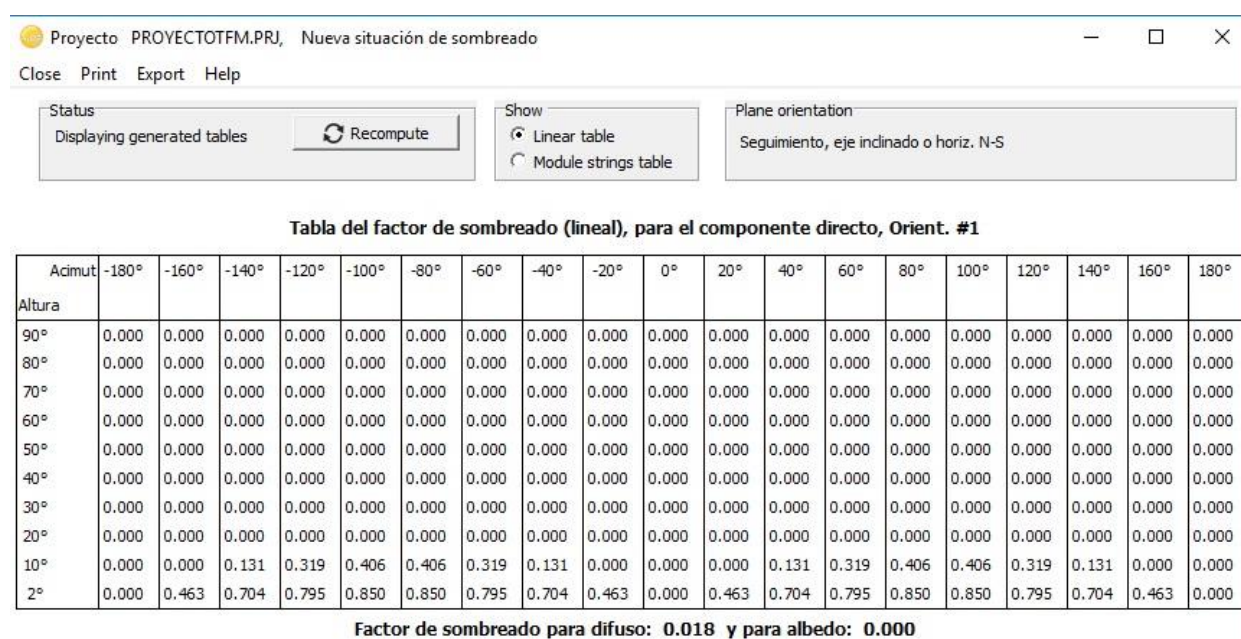


Figura 2-41 Tabla de factor sombreado subsistema sin backtracking

En la siguiente figura se muestra la simulación del subsistema con backtracking, como observamos el software realiza la simulación con el sistema de backtracking activado y obtenemos una tabla con un factor de sombreado de 0 fruto de que las filas de paneles de los seguidores solares nunca producen sombras unas sobre otras.

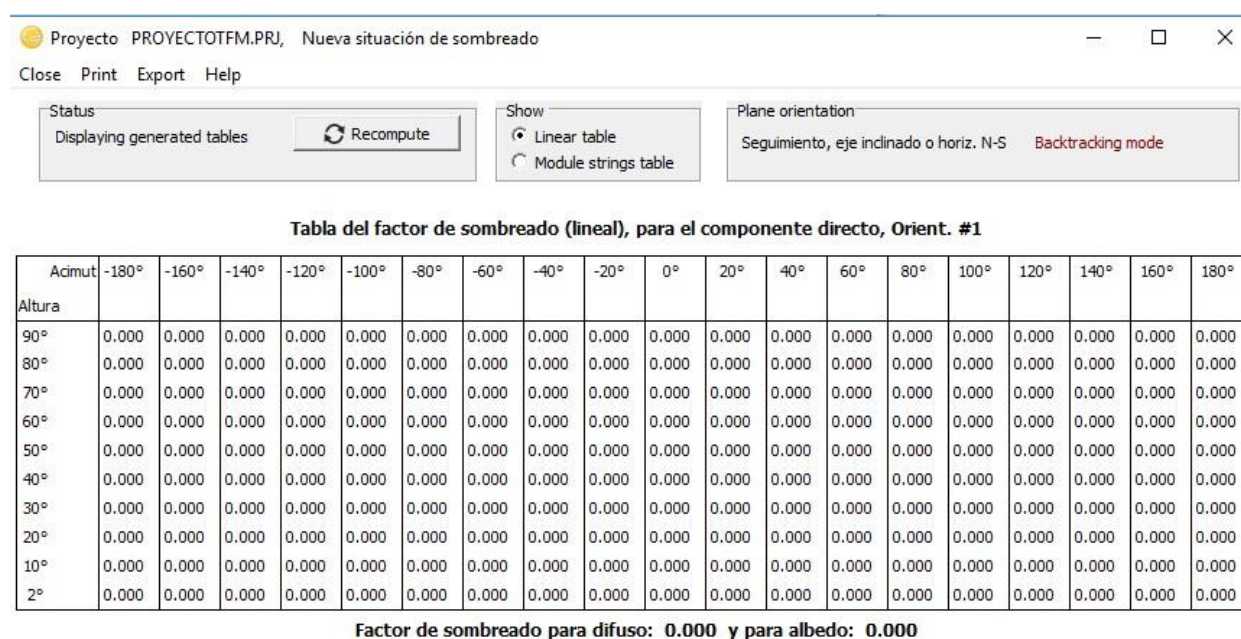


Figura 2-42 Tabla de factor sombreado subsistema con backtracking

### 2.3.2.4 Informe y conclusiones

Una vez que hemos calculado la tabla del factor de sombreado, es posible realizar la generación del informe de producción de nuestro subsistema solar durante 1 año entero, siguiendo con la comparación de resultados entre el subsistema solar con y sin backtracking, realizamos dos informes completos que aparecen en los anexos resultados de simulación PVsyst.

En la Figura 2-43 hemos extraído los diagramas de pérdidas durante todo el año para la configuración seleccionada tanto para el sistema con backtracking (en primer lugar) como para el sistema sin backtracking. Podemos observar como aun teniendo una mayor ganancia solar el sistema sin backtracking, el conjunto de pérdidas provocadas por el sombreado provoca que la producción global final sea menor que el sistema con

backtracking.

Diagrama de pérdida durante todo el año

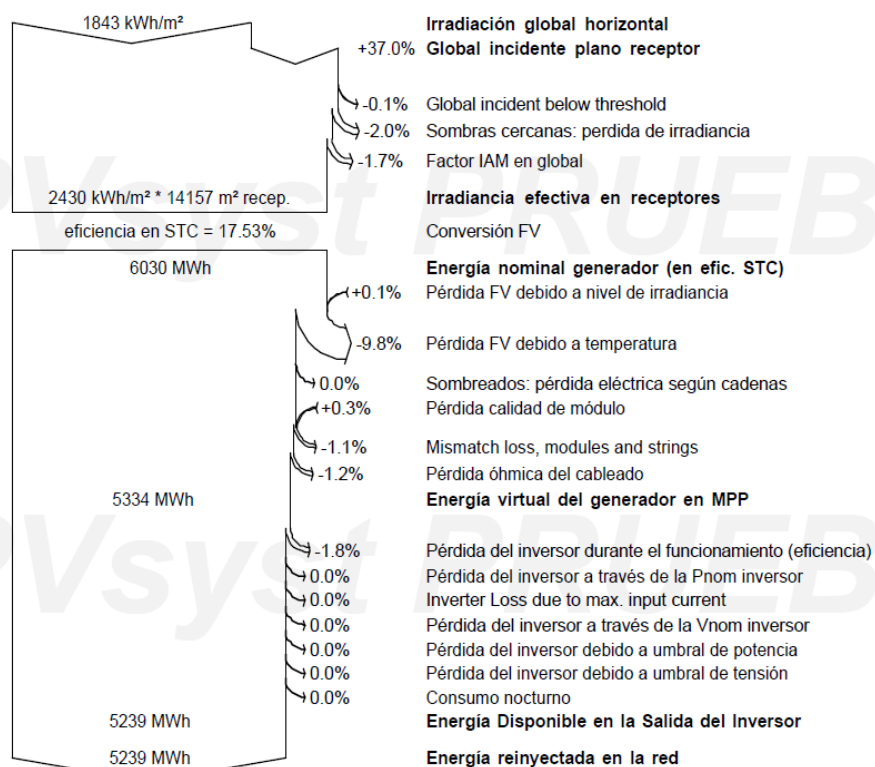


Diagrama de pérdida durante todo el año

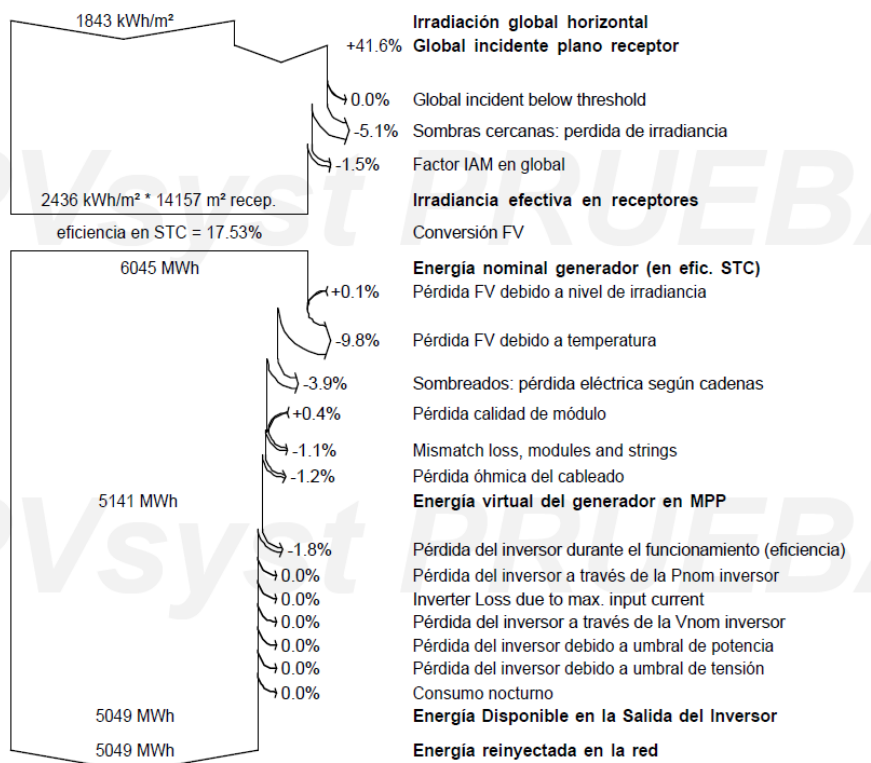




Figura 2-43 Diagramas de pérdidas sistema con y sin backtracking respectivamente

### 2.3.3 Comparación calculo teórico vs experimental

Para finalizar con el capítulo de producciones, hemos realizado una tabla comparativa entre la producción teórica y la producción experimental de los sistemas simulados.

Tabla 2-9 Tabla resumen del cálculo del rendimiento de temperatura

TIPO DE SUBSISTEMA	POTENCIA	INCREMENTO DE LA IRRADIACION GLOBAL INCIDENTE	% DE PERDIDAS POR SOMBRAS	PRODUCCION ANUAL (MWh)
SUBSISTEMA DE PRODUCCION CON BACKTRACKING	2,2 MW	37,00%	2%	5239
SUBSISTEMA DE PRODUCCION SIN BACKTRACKING	2,2 MW	41,60%	9,00%	5049
<b>COMPARATIVA GENERAL DE LOS SISTEMAS ANALIZADOS</b>				
TIPO DE SISTEMA UTILIZADO	POTENCIA	PRODUCCION ANUAL (KWh)	COMPARATIVA CON RESPECTO A CALCULO TEÓRICO	
CALCULO TEÓRICO	52,8 MW	117192822	100%	
CALCULO CON PVSYSY SISTEMA DE PRODUCCION CON BACKTRACKING	52,8 MW	125736000	107%	
CALCULO CON PVSYSY SUBSISTEMA DE PRODUCCION SIN BACKTRACKING	52,8 MW	121176000	103%	

Observamos como en la comparación con el cálculo teórico los dos tipos de sistemas simulados con PVsyst tienen una producción superior esto es debido a que los sistemas de seguimiento solar simulados con PVsyst obtienen mayor incremento de la irradiación global incidente y como consecuencia obtienen una mayor producción. Para el cálculo teórico se introdujo un incremento de un 30 % recomendado por el fabricante, pero el uso de seguidores solares incrementa la radiación global incidente hasta un 45 %. Como podemos observar en la tabla el subsistema de producción con backtracking simulado en PVsyst obtuvo un 37.0 % más de incremento, mientras que el subsistema de producción sin backtracking obtuvo un 41,6 % de incremento. Como conclusión podemos decir que los cálculos teóricos son correctos y comparando con las simulaciones realizadas se puede concluir que son conservadores. De cara a la resolución de un estudio de viabilidad económica conservador, utilizaremos los cálculos teóricos de producción.



## 3 MEDICIONES Y PRESUPUESTO

---

*“ El fracaso es, a veces, más fructífero que el éxito ”.*

*- Henry Fordo -*

**E**n este capítulo se presentan dos documentos realizados a través del programa de elaboración mediciones y presupuestos Presto. El primero de ellos es el documento de mediciones y presupuestos propiamente dicho y el segundo documento es el resumen del presupuesto.

## PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Franciso Javier Becerra Valenzuela

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 01 OBRA CIVIL</b>									
<b>SUBCAPÍTULO 0101 Acondicionamiento del terreno</b>									
010101	m2 Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.						1.470.802,00	1,21	1.779.670,42
<b>TOTAL SUBCAPÍTULO 0101 Acondicionamiento del terreno .....</b>									<b>1.779.670,42</b>
<b>SUBCAPÍTULO 0102 Caminos</b>									
010201	m Camino principal Ejecución de camino principal de la central según sección definida en planos						4.855,00	22,00	106.810,00
010202	m Caminos secundarios Ejecución de caminos secundarios con ensanches y radios de giro mínimos según sección tipo definida en planos.						12.343,00	18,00	222.174,00
<b>TOTAL SUBCAPÍTULO 0102 Caminos.....</b>									<b>328.984,00</b>
<b>SUBCAPÍTULO 0103 Urbanización</b>									
010301	Estación de salidad y control Estación de salida y control						1,00	100.000,00	100.000,00
<b>TOTAL SUBCAPÍTULO 0103 Urbanización.....</b>									<b>100.000,00</b>
<b>SUBCAPÍTULO 0104 Zanjas y Arquetas</b>									
010401	m Zanja para canalizaciones de baja tensión Zanja para canalizaciones de baja tensión, ejecutada según planos, incluyendo cinta de señalización protección mecánica y tubos TPC.						24.684,00	40,00	987.360,00
010402	m Zanja para canalizaciones de media tensión Zanja para canalizaciones de media tensión, ejecutada según planos, incluyendo cinta de señalización protección mecánica.						12.343,00	40,00	493.720,00
010403	u Arqueta para baja tensión Arquetas de control para baja tensión prefabricadas sin fondo de hormigón de dimensiones 60x60, totalmente instaladas.						874,00	78,00	68.172,00
010404	u Arqueta para media tensión Arquetas para canalización de media tensión prefabricadas sin fondo de hormigón de dimensiones 90x90, totalmente instaladas.						34,00	44,00	1.496,00
<b>TOTAL SUBCAPÍTULO 0104 Zanjas y Arquetas.....</b>									<b>1.550.748,00</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Franicso Javier Becerra Valenzuela

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>SUBCAPÍTULO 0105 Vallado y cerramiento</b>									
010501	m Vallado perimetral								
	Suministro e instalación completa de vallado perimetral, con cercado metalico de 2 m de altura, enrejado, incluyendo posted intermedios y principales, con todos los accesorios para el correcto montaje, incluyendo obra civil necesaria. Totalmente instalado								
							4.855,00	18,60	90.303,00
010502	ud Puerta de acceso								
	Suministro e instalación de puerta con el mismo tipo de enrejado que el vallado, de 2 m de altura y 3 m de ancho, como cierre de vallado perimetral. Todo galvanizado. Totalmente instalado								
							2,00	700,00	1.400,00
<b>TOTAL SUBCAPÍTULO 0105 Vallado y cerramiento.....</b>									<b>91.703,00</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 01 OBRA CIVIL .....</b>									<b>3.851.105,42</b>

## PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Franciso Javier Becerra Valenzuela

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 02 EQUIPOS</b>									
0201	u Modulo fotovotaicao TRISA SOLAR 340 Wp Suministro e instalacion de modulos fotovoltaicos marca Trina Solar modelo TSM-DD14A monocristalino de las siguientes características: 72 células, potencia pico 340 Wp, corriente en el punto de máxima potencia 8,90 A, tensión en el punto de máxima potencia 38,2 V, corriente de cortocircuito 9,50iA, tensión de circuito abierto 46,2 V.								
							175.104,00	90,00	15.759.360,00
0202	u Central de Media tensión SMA 2200 SC Suministro, instalación y programación del centro de meda tensión SMA Power System 2200 KW. Incluye inversor SMA Sunny Central 2200 KW, transformador de aceite 20 KV, protecciones del transformador y generales, celdas de linea y de medidas, interconexiones y aislamiento galvanico. Totalmente montado e instalado.								
							24,00	200.000,00	4.800.000,00
0203	u Seguidor solar STI-H1250 Suministro y montaje completo del seguidor solar modelo Sti-H1250, compuesta por elementos de anclaje, tornillos, perfiles de acero galvanizado en caliente. Cimentación sobre zapatas Bandejas y canaletas para conducciones de cables. Componenets para la conexion interna. Pinzas para distintas secciones. Medida la unidad completamente instalada y probada.								
							288,00	16.000,00	4.608.000,00
0204	u Estación metereológica								
							1,00	12.000,00	12.000,00
<b>TOTAL CAPÍTULO 02 EQUIPOS.....</b>									<b>25.179.360,00</b>

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>									
<b>SUBCAPÍTULO 0301 Corriente continua</b>									
030101	m Conductor de 2x (1x4) mm <sup>2</sup> CU ZZ-F 06/1 kV P-Sun Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro. Medida de la unidad teóricamente ejecutada.						389.100,00	1,07	416.337,00
030102	m Conductor de 2x (1x6) mm <sup>2</sup> CU ZZ-F 06/1 kV P-Sun Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro. Medida de la unidad teóricamente ejecutada.						194.550,00	1,15	223.732,50
030103	ud Caja de conexiones de corriente continua String-Monitor de SMA Suministro e instalación de cajas de conexiones de corriente continua String-Monitor SMA de 16 entradas.						576,00	1.228,00	707.328,00
030104	ud Fusibles gPV 10x38 de 12 A df-eléctrica Conjunto fusible formado por fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 12 A, poder de corte 30 kA, tamaño 10x38 mm y base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 12 A.						18.432,00	8,83	162.754,56
030105	ud Interruptor seccionador de corte S5000 DC de Telergon Interruptor seccionador de corte en carga de intensidad nominal 250 A.						576,00	290,00	167.040,00
030106	ud Varistor DG M YPV 1200 FM Protector contra sobretensiones transitorias, de 2 módulos, bipolar (2P), tipo 2 (onda 8/20 µs), nivel de protección 1,8 kV, intensidad máxima de descarga 40 kA.						576,00	206,13	118.730,88
030110	ud Fusibles gPV NH de 200 A de df-eléctrica Conjunto fusible formado por fusible de cuchilla y base portafusible, curva gG, intensidad nominal 200 A, poder de corte 30 kA, de base NH.						576,00	36,00	20.736,00
030107	m Conductor de 2x120 mm <sup>2</sup> CU RZ1-K 06/1 kV Afumex class Cable eléctrico unipolar, Afumex class, resistente a la intemperie, para instalaciones subterráneas y con gran facilidad de manipulación, tipo RZ1-K, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x120 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado, XLPE, cubierta de mezcla especial de halógenos Afumex. Montado e instalado. Medida de la unidad teóricamente ejecutada.						27.864,00	5,50	153.252,00

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
030108	m Conductor de 2x185 mm <sup>2</sup> CU RZ1-K 06/1 kV Afumex class Cable eléctrico unipolar, Afumex class, resistente a la intemperie, para instalaciones subterráneas y con gran facilidad de manipulación, tipo RZ1-K, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x185 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado, XLPE, cubierta de mezcla especial de halógenos Afumex. Montado e instalado. Medida de la unidad teóricamente ejecutada.								
							36.600,00	6,00	219.600,00
030109	m Conductor de 2x16 mm <sup>2</sup> CU RZ1-K 06/1 kV Afumex class Cable eléctrico unipolar, Afumex class, resistente a la intemperie, para instalaciones subterráneas y con gran facilidad de manipulación, tipo RZ1-K, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x16 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado, XLPE, cubierta de mezcla especial de halógenos Afumex. Montado e instalado. Medida de la unidad teóricamente ejecutada.								
							43.081,00	3,41	146.906,21
TOTAL SUBCAPÍTULO 0301 Corriente continua.....									2.336.417,15
SUBCAPÍTULO 0302 Corriente alterna									
030201	m Conductor de 1x95 mm <sup>2</sup> AL RHZ1-20L. Cable eléctrico unipolar, Al Votalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x95 mm <sup>2</sup> de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo.								
							4.640,00	8,44	39.161,60
030202	m Conductor de 1x120 mm <sup>2</sup> AL RHZ1-20L. Cable eléctrico unipolar, Al Votalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x120 mm <sup>2</sup> de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo.								
							4.640,00	9,09	42.177,60
030203	m Conductor de 1x400 mm <sup>2</sup> AL RHZ1-20L. Cable eléctrico unipolar, Al Votalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x400 mm <sup>2</sup> de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo.								
							3.610,00	20,74	74.871,40
030204	ud Celda de línea para estación de salida y control Celda de línea, de 24 kV de tensión asignada, 300 A de intensidad nominal, con aislamiento integral de SF6, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre e interruptor-seccionador tripolar rotativo de 3 posiciones conectado/seccionado/puesto a tierra. Incluido accesorios necesarios para su correcta instalación.								
							8,00	6.641,00	53.128,00



# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Franicso Javier Becerra Valenzuela

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
030205	ud Celda de medida para estación de salida y control Celda de medida, de 24 kV de tensión asignada, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y transformadores de medida. Incluido accesorios necesarios para su correcta instalación.						1,00	2.180,64	2.180,64
030206	ud Celda de protección con fusible para estación de salida Celda de protección con fusible, de 24 kV de tensión asignada, 400 A de intensidad nominal, con aislamiento integral SF6, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, interruptor-seccionador tripolar rotativo de 3 posiciones conectado/seccionado/puesto a tierra y fusibles combinados. Incluido accesorios necesarios para su correcta instalación.						2,00	3.469,00	6.938,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 0302 Corriente alterna.....									218.457,24
SUBCAPÍTULO 0303 Red de tierras									
030301	m Conductor de tierra desnudo de 25 mm <sup>2</sup> Suministro, instalación y montaje de conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 25 mm <sup>2</sup> de sección para todas las partes metálicas de la estructura.						24.672,00	4,20	103.622,40
030302	ud Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud Pica de puesta a tierra, compuesta por barra de acero cobreado, de 14 mm de diametro y 2 m de longitud, enterrada con su extremo superior a una profundidad de 50 cm. Incluyendo arqueta de conexiones formada por tubo de fibrocemento de 250 mm de diametro y tapa. Incluso elementos de conexión material complementario, mando de obra y montaje. Medida de la unidad ejecutada.						240,00	23,00	5.520,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 0303 Red de tierras.....									109.142,40
SUBCAPÍTULO 0304 Comunicaciones									
030401	m Fibra óptica para comunicaciones						14.000,00	2,41	33.740,00
030402	ud Sistema comercial SCADA de SMA Suministro e instalación de sistema de SCADA para registrar e informar del comportamiento de la planta. Medida la unidad de obra ejecuta y probada.						1,00	300.000,00	300.000,00
030403	ud Power Plant Controller de SMA						1,00	93.600,00	93.600,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 0304 Comunicaciones.....									427.340,00
TOTAL CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....									3.091.356,79

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 SISTEMA DE SEGURIDAD									
0401	Sistema de seguridad								
	Suministro e instalación y puesta en marcha de sistema de seguridad y videovigilancia de la instalación. Compuesto por cámaras térmicas distribuidas en el perímetro de la instalación sobre postes de , al menos, 3 metros de altura. Incluso detectores de intrusión, circuito de alimentación perimetral para las cámaras y circuito en fibra óptica hasta sala de control. Puesto de control del edificio de control con equipo y software correspondiente con análisis de video. Incluso SAI para garantizar al menos 3 horas de funcionamiento ininterrumpido. Incluso transformador 50 KVA. Grupo diesel de respaldo, proporcional de ayuda de equipos auxiliares. Medida la unidad de obra ejecutada y probada.								
							1,00	308.000,00	308.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 04 SISTEMA DE SEGURIDAD.....								308.000,00

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Franicso Javier Becerra Valenzuela

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 05 SERVICIOS AUXILIARES									
0501	ud Servicios auxiliares								
	Suministro e instalación de sistema de servicios auxiliares de la instalación incluso cuadro general de servicios auxiliares en edificio de salida y control. Incluso transformador de 50 KVa. Grupo diesel de respaldo para el edificio de salida y control. Medida la unidad de obra ejecutada y probada								
							1,00	80.000,00	80.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 05 SERVICIOS AUXILIARES.....								80.000,00

## PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Franciso Javier Becerra Valenzuela

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	<b>CAPÍTULO 06 OTROS</b>								
0601	ud Otros (INGENIERIA, MAB, MAGEMENT, VIGILANCIA, .. ETC)								
							1,00	1.354.000,00	1.354.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 06 OTROS.....								1.354.000,00
	TOTAL.....								33.863.822,21

# RESUMEN DE PRESUPUESTO

Franicso Javier Becerra Valenzuela

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
01	OBRA CIVIL .....	3.851.105,42	11,37
02	EQUIPOS.....	25.179.360,00	74,35
03	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	3.091.356,79	9,13
04	SISTEMA DE SEGURIDAD.....	308.000,00	0,91
05	SERVICIOS AUXILIARES.....	80.000,00	0,24
06	OTROS.....	1.354.000,00	4,00
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		33.863.822,21	
13,00% Gastos generales.....		4.402.296,89	
6,00% Beneficio industrial.....		2.031.829,33	
SUMA DE G.G. y B.I.		6.434.126,22	
21,00% I.V.A.....		8.462.569,17	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		48.760.517,60	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		48.760.517,60	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CUARENTA Y OCHO MILLONES SETECIENTOS SESENTA MIL QUINIENTOS DIECISIETE EUROS con SESENTA CÉNTIMOS

, a 14 de mayo de 2018.

El promotor

La dirección facultativa



# 4 PLIEGO DE CONDICIONES

---

*“ La vida humana representa, la mayor parte de las veces, una ecuación entre el pasado y el futuro ”*

Jose Ingenieros

**E**n este capítulo se elabora el pliego de condiciones del proyecto, presente en cualquier proyecto de edificaciones y que podemos definir básicamente como las relaciones entre el Promotor, y las empresas contratistas, donde se recogerán los derechos, obligaciones y responsabilidades de los mismas.

## 4.1 NATURALEZA Y OBJETO

El presente Pliego General de Condiciones tiene por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigible, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la Legislación aplicable a la Propiedad, al Contratista de la misma, sus técnicos y encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

## 4.2 DOCUMENTACIÓN DEL CONTRATO DE OBRA

Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de prelación en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- Las condiciones fijadas en el propio documento de Contrato.
- El pliego de condiciones
- El resto de la documentación de Proyecto (memoria, planos, cálculos y presupuestos.)

El presente proyecto se refiere a una obra de nueva construcción, siendo por tanto susceptible de ser entregada al uso a que se destina una vez finalizada la misma.

Las órdenes e instrucciones de la Dirección Facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

## 4.3 CONDICIONES FACULTATIVAS

### 4.3.1 Delimitación general de funciones técnicas

#### 4.3.1.1 Técnico Facultativo

Corresponde al Técnico Facultativo del presente proyecto:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.

- Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación el control de calidad y económico de las obras.

Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad e Higiene para la aplicación del mismo.

- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Contratista.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al Contratista, impartiendo, en su caso, las órdenes oportunas; de no resolverse la contingencia adoptará las medidas que correspondan.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de obra.

#### **4.3.1.2 Contratista**

Corresponde al Contratista:

- Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obras que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo, en concordancia con las previstas en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo aprobada por O.M. 9-3-71.
- Suscribir con el Director Técnico el acta del replanteo de la obra.
- Sustentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del Director Técnico, los materiales y/o suministros que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final. Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.
- Deberá tener siempre en la obra un número proporcionado de obreros a la extensión de los trabajos.

#### **4.3.2 Obligaciones generales del contratista**

##### **4.3.2.1 Verificación de los documentos del proyecto**

Antes de dar comienzo a las obras, el Contratista consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones



pertinentes. El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

#### **4.3.2.2 Plan de seguridad e higiene**

El Contratista, a la vista del Proyecto de Ejecución, conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad e Higiene, presentará el Plan de Seguridad e Higiene de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

#### **4.3.2.3 Oficina en la obra**

El Contratista habilitará en la obra una oficina o zona en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse o consultarse los planos.

En dicha oficina tendrá siempre el Contratista a disposición de la Dirección Facultativa:

- El Proyecto de Ejecución completo.
- La Licencia de Obras.
- El Libro de Órdenes y Asistencias.
- El Plan de Prevención de Riesgos Laborales.
- El Libro de Incidencias.
- El Reglamento y Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- La Documentación de los Seguros.

#### **4.3.2.4 Presencia del contratista**

El Contratista viene obligado a comunicar a la Propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarla y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

Serán sus funciones las del Contratista según se especifica en el artículo 5º. Cuando la importancia de las obras lo requiera y así se consigne en el “Pliego de Condiciones Particulares de índole Facultativa”, el delegado del Contratista será un facultativo de grado superior o grado medio, según los casos.

El Pliego de Condiciones particulares determinará el personal facultativo o especialista que el Contratista se obligue a mantener en la obra como mínimo, y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de calificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al Arquitecto para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Facultativo, en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

#### **4.3.2.5 Trabajos no estipulados**

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aún cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Facultativo dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las

referidas instalaciones.

Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

#### **4.3.2.6 Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto**

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Contratista estando éste obligado a su vez, a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma al enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Facultativo.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Contratista, habrá que dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Contratista, el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

El Contratista podrá requerir del Técnico Facultativo, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

#### **4.3.2.7 Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa**

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas, ante la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico del Ingeniero, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Ingeniero, el cual podrá limitar su contestación al acuse del recibo, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

#### **4.3.2.8 Faltas de personal**

El Director Facultativo, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir el Contratista para que a parte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

### **4.3.3 Seguridad en el trabajo**

El Contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., que se utilicen no deben ser de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en suelas.

El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, guantes, etc., pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de

todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.

#### **4.3.4 Seguridad pública**

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

#### **4.3.5 Organización en el trabajo**

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:

#### **4.3.6 Datos de la obra**

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

### **4.4 CONDICIONES TÉCNICAS**

#### **4.4.1 Condiciones generales**

El montaje de las instalaciones deberá ser efectuado por una empresa instaladora registrada de acuerdo a lo desarrollado en la instrucción técnica IT 2.

El Contratista deberá suministrar todos los equipos y materiales indicados en los Planos, de acuerdo al número, características, tipos y dimensiones definidos en las Mediciones y, eventualmente, en los cuadros de características de los Planos.

En caso de discrepancias de cantidades entre Planos y Mediciones, prevalecerá lo que esté indicado en los Planos. En caso de discrepancias de calidades, este Documento tendrá preferencia sobre cualquier otro.

En caso de dudas sobre la interpretación técnica de cualquier documento del Proyecto, la DO hará prevalecer su criterio.

Materiales complementarios de la instalación, usualmente omitidos en Planos y Mediciones, pero necesarios para el correcto funcionamiento de la misma, como oxígeno, acetileno, electrodos, minio, pinturas, patillas, estribos, manguitos pasamuros, estopa, cáñamo, lubricantes, bridas, tornillos, tuercas, amianto, toda clase de soportes, etc, deberán considerarse incluidos en los trabajos a realizar.

Todos los materiales y equipos suministrados por el Contratista deberán ser nuevos y de la calidad exigida por este PCT, salvo cuando en otra parte del Proyecto, p.e. el Pliego de Condiciones Particulares, se especifique la utilización de material usado.

La oferta incluirá el transporte de los materiales a pié de obra, así como la mano de obra para el montaje de materiales y equipos y para las pruebas de recepción, equipada con las debidas herramientas, utensilios e instrumentos de medida.

El Contratista suministrará también los servicios de un Técnico competente que estará a cargo de la instalación y será el responsable ante la Dirección Facultativa o Dirección de Obra, o la persona delegada, de la actuación de los técnicos y operarios que llevarán a cabo la labor de instalar, conectar, ajustar, arrancar y probar cada equipo, sub-sistema y el sistema en su totalidad hasta la recepción.

La DO se reserva el derecho de pedir al Contratista, en cualquier momento, la sustitución del Técnico responsable, sin alegar justificaciones.

El Técnico presenciara todas las reuniones que la DO programe en el transcurso de la obra y tendrá suficiente autoridad como para tomar decisiones en nombre del Contratista.

En cualquier caso, los trabajos objeto del presente Proyecto alcanzarán el objetivo de realizar una instalación completamente terminada, probada y lista para funcionar.

El control de recepción tendrá por objeto comprobar que las características técnicas de los equipos y materiales suministrados satisfacen lo exigido en el proyecto:

#### **4.4.1.1 Calidad de los materiales**

Todos los materiales a emplear en la presente obra serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en las condiciones generales de índole técnica previstas en el Pliego de Condiciones y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos.

#### **4.4.1.2 Materiales no consignados en el proyecto**

Los materiales no consignados en el proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el Contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

#### **4.4.1.3 Disposiciones vigentes**

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE 5 "Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica".
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

- Real Decreto 1433/2003 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Normas UNE de aplicación.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

#### 4.4.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP61. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

#### 4.4.3 Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente. Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

#### **4.4.4 Cableado**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 2 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones. Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA.

Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### **4.4.5 Conexión a red**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663 /2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

#### **4.4.6 Medidas**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663 /2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **4.4.7 Protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663 /2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Un y 0,85 Un respectivamente) serán para cada fase.

#### **4.4.8 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663 /2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

#### **4.4.9 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663 /2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión

#### **4.4.10 Canalización por bandeja metálica**

Las bandejas que se utilicen para las conducciones eléctricas serán metálicas, galvanizadas por inmersión en zinc fundido y ranuradas para facilitar la fijación y ordenación de los cables. Cumplirán las referencias de las normas UNE-EN 50.085. y UNE EN 60.695. Tendrán un grado de protección 10 contra daños mecánicos (UNE-EN 50102).

Se utilizarán accesorios estándar del fabricante para codos, ángulos, quiebros, cruces o recorridos no estándar. No se cortarán o torcerán los canales para conformar bridas u otros elementos de fijación o acoplamiento. Se utilizarán longitudes estándar para los tramos no inferiores a 2 m de longitud. Los puntos de suportación se situarán a la distancia que fije el fabricante, de acuerdo a las específicas condiciones de montaje, no debiendo exceder entre sí una separación mayor a 1,5 m.

Se instalarán elementos internos de fijación y retención de cables a intervalos periódicos comprendidos entre 0,25 m (conductores de diámetro hasta 9 mm) y 0,55 m (conductores de diámetro superior).

El número máximo de cables instalados en un canal no excederán a los que se permitan de acuerdo a las normativas de referencia y las instrucciones del fabricante. El canal será dimensionado sobre estas bases a no ser que se defina o acuerde lo contrario.

En aquellos casos en que el canal atravesase muros, paredes y techos no combustibles, barreras contra el fuego no metálicas deberán ser instaladas en el canal. Deberán ser instaladas barreras similares en los recorridos verticales en los patinillos, y a intervalos inferiores a 3 m.

Los canales serán equipados con tapas del mismo material que el canal y serán totalmente desmontables a lo largo de la longitud entera de estos. La tapa será suministrada en longitudes inferiores a 2 m.

En los casos en que sean necesarios separadores en los canales la terminación de los separadores será el mismo estándar que la de canal.

Los acoplamientos cubrirán la total superficie interna del canal y serán diseñados de forma que la sección general del canal case exactamente con las juntas de acoplamiento.

Las conexiones a canalizaciones, cajas múltiples, interruptores, apartamentas en general y cuadros de distribución será realizada por medio de unidades de acoplamiento embridadas.

Cuando los canales crucen juntas de expansión del edificio se realizará una junta en el canal. Las conexiones en este punto serán realizadas con perforaciones de fijación elípticas de forma que se permita un movimiento de 10 mm en ambos sentidos horizontal y vertical.

En los canales de montaje vertical se instalarán racks de fijaciones para soportar los cables y prevenir el trabajo de los cables en los cambios de dirección, de horizontal a plano vertical. Los canales metálicos son masas eléctricamente definibles de acuerdo con la normativa CEI64-8/668 y como tales deberán ser conectados a tierra en toda su longitud. Se conectarán a tierra mediante un conductor de cobre descubierto de 25 mm<sup>2</sup> de sección, debiendo tener un punto de conexión en cada tramo independientemente.

#### **4.4.11 Cuadros eléctricos de distribución**

Para la centralización de elementos de medida, protección, mando y control, se dispondrán cuadros eléctricos contruidos de acuerdo con los esquemas fijados en los planos. Los cuadros eléctricos habrán de atenerse totalmente a los requisitos de las Normas UNE-EN 60439-3 y UNE 20324. Todos los componentes de material plástico responderán al requisito de autoextinguibilidad conforme a la norma UNE-EN 60695-2 (CEI-695.2.1.)

El aparataje y materiales utilizados para la construcción de los cuadros serán los indicados en el presente proyecto (memoria, presupuesto y esquemas) o similares siempre que sean aceptados por la Dirección Facultativa.







# 5 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

---

*The fundamental problem of communication is that of reproducing at one point either exactly or approximately a message selected at another point.*

Claude Shannon, 1948

El objetivo de este capítulo es dar cumplimiento a las disposiciones del Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Asimismo es objeto de este Estudio de Seguridad dar cumplimiento a la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo, de informar y dar instrucciones adecuadas, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y con las medidas de protección y prevención correspondientes.

## 5.1 OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Este estudio de Seguridad y Salud establece las condiciones relativas a la prevención de accidentes laborales y enfermedades profesionales durante la ejecución de los trabajos que abarca el proyecto, así como los derivados de las actividades de reparación, conservación, entretenimiento, mantenimiento y desmantelamiento, y las características de las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar para los trabajadores.

Tiene por finalidad dar unas directrices básicas a las empresas contratistas para cumplir sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos laborales.

El Estudio de Seguridad y Salud se redacta considerando los riesgos que a priori pueden surgir en el transcurso de esta obra. Estos riesgos deben ser detallados en el correspondiente Plan de Seguridad y Salud elaborado por la empresa contratista.

## 5.2 CLASIFICACIÓN DE LA OBRA SEGÚN EL R.D. 1627/97

La Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales determina las garantías y responsabilidades necesarias para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo. Los aspectos técnicos de las medidas preventivas se establecen a través de normas técnicas complementarias. Entre estas normas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y salud en las obras de construcción como es el R.D. 1627/97 de 24 de octubre.

En las obras de construcción intervienen personas que hasta hoy no han tenido reguladas medidas de prevención, así este R.D. 1627/97 se ocupa de las obligaciones en materia de seguridad del promotor, del proyectista, del contratista y de los trabajadores autónomos, muy habituales en este tipo de obras, así como de los trámites y documentos necesarios para garantizar esta seguridad.

Según este R.D. 1627/97 se distingue las obras de construcción principalmente por su tamaño en la ejecución, que implica a mayor obra mayor presupuesto y más necesidad de trabajadores en la obra, por lo cual es necesaria describir más ampliamente las medidas técnicas de prevención de riesgos a tomar.

Por esta razón se clasifican las obras según unos supuestos, que en el caso de cumplirse se hace necesario un Estudio de Seguridad y Salud y en el caso de que las características de la obra no cumplan ningún supuesto se presenta un Estudio Abreviado de Seguridad, más simple debido al menor número de riesgos evitables en esa obra.

Este Estudio de Seguridad y Salud tiene por finalidad dar cumplimiento al artículo 4 del R.D. 1627/1997 apartado 1.

### **5.3 UNIDADES QUE COMPONEN LA OBRA, EQUIPOS TÉCNICOS Y MEDIOS AUXILIARES**

Para la realización del presente proyecto de ejecución de obra se tendrán en cuenta las siguientes unidades constructivas:

- Trabajos de replanteo topográfico
- Desbroce y limpieza del terreno
- Excavación de zanjas y pozos.
- Rellenos y compactado.
- Armado de apoyo y tendido de conductores.
- Conexionado de instalaciones eléctricas.
- Contactos eléctricos.

En un capítulo posterior se incluyen todos los procedimientos sobre recomendaciones de seguridad para las distintas unidades constructivas que van a componer la ejecución de las obras. También se recogen los Riesgos Asociados a cada actividad con su correspondiente Evaluación de Riesgos, los Equipos de Protección Individual recomendados para eliminar o minimizar esos riesgos y las Instrucciones de Operatividad, compendio de recomendaciones de seguridad para el proceso y desarrollo de los trabajos en cuestión, aplicables a cada unidad constructiva.

Para la ejecución de las obras, se prevé que se utilicen los siguientes equipos técnicos:

- Maquinaria de movimiento de tierras.
- Maquinaria de elevación y transporte.
- Elementos de izado.
- Herramientas Eléctricas.

En un capítulo posterior se incluyen todos los procedimientos sobre recomendaciones de seguridad para los distintos equipos técnicos utilizados en la ejecución de las obras. También se podrán encontrar los Riesgos Asociados a cada actividad con su correspondiente Evaluación de Riesgos, los Equipos de Protección Individual recomendados para eliminar o minimizar esos riesgos así como las Instrucciones de Operatividad, compendio de recomendaciones de seguridad para el proceso y desarrollo de los trabajos en cuestión, aplicables a cada equipo técnico.

Como medios auxiliares se trabajara con escaleras de mano.

### **5.4 PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES**

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales tiene por objeto la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo. Como ley establece un marco legal a partir del cual las normas reglamentarias irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas.

Estas normas complementarias quedan resumidas a continuación:

- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

### **5.4.1 Derechos y obligaciones**

#### **5.4.1.1 Derechos de protección frente a los riesgos laborales**

Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo. A este efecto, el empresario realizará la prevención de los riesgos laborales mediante la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, con las especialidades que se recogen en los artículos siguientes en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y formación de los trabajadores, actuación en casos de emergencia y de riesgo grave e inminente y vigilancia de la salud.

#### **5.4.1.2 Principios de acción preventiva**

El empresario aplicará las medidas preventivas pertinentes, con arreglo a los siguientes principios generales:

- Evitar los riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se pueden evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.
- Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.
- Adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.
- Prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador.

#### **5.4.1.3 Evaluación de los riesgos**

La acción preventiva en la empresa se planificará por el empresario a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores, que se realizará, con carácter general, teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, y en relación con aquellos que estén expuestos a riesgos especiales. Igual evaluación deberá hacerse con ocasión de la elección de los equipos de trabajo, de las sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo.

De alguna manera se podrían clasificar las causas de los riesgos en las categorías siguientes:

- Insuficiente cualificación profesional del personal dirigente, jefes de equipo y obreros.
- Empleo de maquinaria y equipos en trabajos que no corresponden a la finalidad para la que fueron concebidos o a sus posibilidades
- Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas e instalaciones. Control deficiente en la explotación.
- Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad referente a las máquinas herramienta, los

riesgos que pueden surgir al manejarlas se pueden resumir en los siguientes puntos

- Se puede producir un accidente o deterioro de una máquina si se pone en marcha sin conocer su modo de funcionamiento.
- La lubricación deficiente conduce a un desgaste prematuro por lo que los puntos de engrase manual deben ser engrasados regularmente.
- Puede haber ciertos riesgos si alguna palanca de la máquina no está en su posición correcta.
- El resultado de un trabajo puede ser poco exacto si las guías de las máquinas se desgastan, y por ello hay que protegerlas contra la introducción de virutas.

Puede haber riesgos mecánicos que se deriven fundamentalmente de los diversos movimientos que realicen las distintas partes de una máquina y que pueden provocar que el operario:

Los movimientos peligrosos de las máquinas se clasifican en cuatro grupos:

- Movimientos de rotación. Son aquellos movimientos sobre un eje con independencia de la inclinación del mismo y aún cuando giren lentamente.
- Movimientos alternativos y de traslación. El punto peligroso se sitúa en el lugar donde la pieza dotada de este tipo de movimiento se aproxima a otra pieza fija o móvil y la sobrepasa.
- Movimientos de traslación y rotación. Las conexiones de bielas y vástagos con ruedas y volantes son algunos de los mecanismos que generalmente están dotadas de este tipo de movimientos.
- Movimientos de oscilación. Las piezas dotadas de movimientos de oscilación pendular generan puntos de "tijera" entre ellas y otras piezas fijas.

Las actividades de prevención deberán ser modificadas cuando se aprecie por el empresario, como consecuencia de los controles periódicos previstos en el apartado anterior, su inadecuación a los fines de protección requeridos.

#### **5.4.1.4 Equipos de trabajo y medios de protección**

Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que:

- La utilización del equipo de trabajo quede reservada a los encargados de dicha utilización.
- Los trabajos de reparación, transformación, mantenimiento o conservación sean realizados por los trabajadores específicamente capacitados para ello.

El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos.

#### **5.4.1.5 Información, consulta, participación y formación de los trabajadores**

El empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban todas las informaciones necesarias en relación con:

- Los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo.
- Las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos.

Los trabajadores tendrán derecho a efectuar propuestas al empresario, así como a los órganos competentes en esta materia, dirigidas a la mejora de los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de señalización en dichos lugares, en cuanto a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en las obras de construcción y en cuanto a utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva.

#### **5.4.1.6 Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos**

Corresponde a cada trabajador velar, según sus posibilidades y mediante el cumplimiento de las medidas de prevención que en cada caso sean adoptadas, por su propia seguridad y salud en el trabajo y por la de aquellas otras personas a las que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario.

Los trabajadores, con arreglo a su formación y siguiendo las instrucciones del empresario, deberán en particular:

- Usar adecuadamente, de acuerdo con su naturaleza y los riesgos previsibles, las máquinas, aparatos, herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general, cualesquiera otros medios con los que desarrollen su actividad.
- Utilizar correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario.
- No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes.
- Informar de inmediato un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- Contribuir al cumplimiento de las obligaciones establecidas por la autoridad competente.

#### **5.4.1.7 Riesgo grave e inminente**

Cuando los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente con ocasión de su trabajo, el empresario estará obligado a:

- Informar lo antes posible a todos los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección.
- Dar las instrucciones necesarias para que, en caso de peligro grave, inminente e inevitable, los trabajadores puedan interrumpir su actividad y además estar en condiciones, habida cuenta de sus conocimientos y de los medios técnicos puestos a su disposición, de adoptar las medidas necesarias para evitar las consecuencias de dicho peligro

### **5.4.2 Servicios de prevención**

#### **5.4.2.1 Protección y prevención de riesgos profesionales**

En cumplimiento del deber de prevención de riesgos profesionales, el empresario designará uno o varios trabajadores para ocuparse de dicha actividad, constituirá un servicio de prevención o concertará dicho servicio con una entidad especializada ajena a la empresa.

Los trabajadores designados deberán tener la capacidad necesaria, disponer del tiempo y de los medios precisos y ser suficientes en número, teniendo en cuenta el tamaño de la empresa, así como los riesgos a que están expuestos los trabajadores

En las empresas de menos de seis trabajadores, el empresario podrá asumir personalmente las funciones señaladas anteriormente, siempre que desarrolle de forma habitual su actividad en el centro de trabajo y tenga capacidad necesaria.

El empresario que no hubiere concertado el Servicio de Prevención con una entidad especializada ajena a la empresa deberá someter su sistema de prevención al control de una auditoría o evaluación externa.

#### **5.4.2.2 Servicios de prevención**

Si la designación de uno o varios trabajadores fuera insuficiente para la realización de las actividades de prevención, en función del tamaño de la empresa, de los riesgos a que están expuestos los trabajadores o de la peligrosidad de las actividades desarrolladas, el empresario deberá recurrir a uno o varios servicios de prevención propios o ajenos a la empresa, que colaborarán cuando sea necesario. Se entenderá como servicio de prevención el conjunto de medios humanos y materiales necesarios para realizar las actividades preventivas a fin de garantizar la adecuada protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, asesorando y asistiendo para ello al empresario, a los trabajadores y a sus representantes y a los órganos de representación especializados

### 5.4.3 Consulta y participación de los trabajadores

#### 5.4.3.1 Consulta de los trabajadores y derecho de participación

El empresario deberá consultar a los trabajadores, con la debida antelación, la adopción de las decisiones relativas a:

- La planificación y la organización del trabajo en la empresa y la introducción de nuevas tecnologías, en todo lo relacionado con las consecuencias que éstas pudieran tener para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- La organización y desarrollo de las actividades de protección de la salud y prevención de los riesgos profesionales en la empresa, incluida la designación de los trabajadores encargados de dichas actividades o el recurso a un servicio de prevención externo.
- La designación de los trabajadores encargados de las medidas de emergencia.
- El proyecto y la organización de la formación en materia preventiva.

Los trabajadores tienen derecho a participar en la empresa en las cuestiones relacionadas con la prevención de riesgos en el trabajo.

En las empresas o centros de trabajo que cuenten con seis o más trabajadores, la participación de éstos se canalizará a través de sus representantes y de la representación especializada.

#### 5.4.3.2 Delegados de prevención

Los Delegados de Prevención son los representantes de los trabajadores con funciones específicas en materia de prevención de riesgos en el trabajo. Serán designados por y entre los representantes del personal, con arreglo a la siguiente escala:

- De 50 a 100 trabajadores: 2 Delegados de Prevención
- De 101 a 500 trabajadores: 3 Delegados de Prevención
- De 501 a 1000 trabajadores: 4 Delegados de Prevención
- De 1001 a 2000 trabajadores: 5 Delegados de Prevención
- De 2001 a 3000 trabajadores: 6 Delegados de Prevención
- De 3001 a 4000 trabajadores: 7 Delegados de Prevención
- De 4001 en adelante: 8 Delegados de Prevención

En las empresas de hasta treinta trabajadores el Delegado de Prevención será el Delegado de Personal. En las empresas de treinta y uno a cuarenta y nueve trabajadores habrá un Delegado de Prevención que será elegido por y entre los Delegados de Personal

### 5.4.4 Servicios higiénicos

Los servicios higiénicos y locales de descanso deberán cumplir las disposiciones mínimas exigidas en el anexo 4 del R.D. 1627/97 en sus puntos 15 y 16., así como los reflejados en el anexo V del R.D. 486/97.

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agrede al medio ambiente. Se puede considerar la instalación de los llamados W.C químicos, idóneos para zonas aisladas sin posibilidad de evacuación a alcantarillado.

### 5.4.5 Servicios sanitarios

Según el R.D. 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, "Deberán adaptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, de los trabajadores accidentados o afectados por una indisposición repentina".



Además aquellos centros de trabajos que cuenten con más de 250 trabajadores deberán disponer de un D.U.E al frente del local de primeros auxilios.

Se dispondrá en la obra, en sitio bien visible, una lista con los teléfonos y direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un transporte rápido de los posibles accidentados.

## 5.5 PLAN DE EMERGENCIAS

El Plan de emergencia a elaborar por el contratista principal, debe definir la actuación del personal que se encuentre trabajando, ante situaciones de urgencia originadas por sucesos no deseados con el fin de:

- Proteger a los trabajadores y a personas ajenas a la obra
- Asegurar la coordinación del personal de obra con las Autoridades.
- Evitar o minimizar daños en la construcción

El Plan de emergencia se encontrará disponible en todo momento en la obra para información y consulta de los trabajadores

El Plan de Emergencia se podrá modificar por el contratista principal con aprobación expresa de la Dirección facultativa de la obra.

El plan de emergencia, será de obligado cumplimiento para todo su personal así como el de los subcontratistas asociados, que se encontrará dentro del Plan de Seguridad y Salud de la obra.

## 5.6 UNIDADES CONSTRUCTIVAS

### 5.6.1 Trabajos de replanteo topografico

#### 5.6.1.1 Objeto

En esta fase, los trabajos a realizar comprenden el replanteo de toda la zona donde se van a realizar los trabajos de construcción y donde se van a ubicar los servicios y zonas de acopio y almacenamiento de materiales. También se incluyen los accesos a la zona de obra.

#### 5.6.1.2 Riesgos asociados a la actividad

- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Golpes con objetos y herramientas.
- Heridas punzantes.
- Picaduras de insectos.
- Ataques de animales.
- Exposición a ambientes climatológicos adversos frío / calor.
- Atropellos.
- Los riesgos derivados del terreno en el que se actúe.
- Torceduras y esguinces.

#### 5.6.1.3 Equipos de protección individual recomendados

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad

- Mono de trabajo
- Calzado de seguridad.
- Guantes.
- Chaleco reflectante.

El personal dispondrá de elementos de abrigo eficaces frente al frío y la lluvia, (anoraks, chubasqueros etc.).

Si se han de realizar trabajos en presencia de agua, charcos etc. se dotará a los peones que lo necesiten de botas de agua. Siempre que se trabaje en la zona de afección de una vía abierta al tráfico se utilizará peto o mono reflectante de alta visibilidad.

En los trabajos de clava de picas, bases etc, se dotará a los trabajadores de guantes de serraje. En aquellos replanteos en los que se utilice yeso para marcar, se utilizarán guantes de goma para evitar afecciones de la piel.

Para todos aquellos trabajos que se realicen en el entorno de maquinaria trabajando los operarios irán equipados con chaleco reflectante.

#### **5.6.1.4 Protecciones colectivas**

Existirá un medio de comunicación eficiente (radioteléfono, emisoras, teléfono móvil etc.) entre el operador del aparato topográfico o jefe de equipo y los peones destacados a una distancia lejana.

Los trabajos se realizarán con iluminación natural suficiente. Los vehículos que circulen por la obra durante el movimiento de tierras deberán llevar rotativo luminoso.

Se dispondrá de señalización interior de obra para advertir de riesgos y recordar obligaciones o prohibiciones en la zona de obra donde se realizan los trabajos

#### **5.6.1.5 Instrucciones de operatividad**

Si es necesario cortar las estacas, se utilizará una sierra de mano en una mesa de corte, preferiblemente utilizada por dos personas. Si la estaca ya está clavada, la sierra la manejará una única persona.

Cuando haya que adentrarse en maleza o en vegetación intensa se procederá a cerrar las mangas y las perneras de la ropa de trabajo, a fin de evitar raspones, cortes o picaduras.

No se levantarán piedras salvo las que sea imprescindible, y tomando precauciones.

No se utilizarán los sprays de pintura para marcar sin antes haber leído las instrucciones del fabricante.

Nunca se inhalarán estos vapores ni se rociará la piel de personas con la pintura.

Siempre que las condiciones de trabajo exijan otros elementos de protección como trajes de agua, gafas antiproyecciones y antiimpactos, etc., se dotará de los mismos a los trabajadores.

En todo caso, los equipos de protección individual, estarán homologados para realizar los trabajos que con ellos se ejecuten.

### **5.6.2 Desbroce y limpieza del terreno**

#### **5.6.2.1 Objeto**

Este procedimiento consiste en extraer y retirar de las zonas afectadas por la obra todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material indeseable.

Incluye la deforestación, destocoado, corte y limpieza de troncos, traslado y acopio de éstos, y cualesquiera otras operaciones precisas

#### **5.6.2.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas al mismo y a distinto nivel.
- Caída de objetos.

- Atropellos y colisiones.
- Aplastamientos.
- Vuelcos de maquinaria.
- Atrapamientos y golpes con partes móviles de maquinaria.
- Golpes y cortes por objetos o herramientas.
- Polvo.
- Sobreesfuerzos y lesiones internas por vibraciones.

### 5.6.2.3 Equipos de protección individual recomendados

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Calzado de seguridad.
- Chaleco reflectante.

Los maquinistas y conductores utilizarán calzado con suela antideslizante y cinturón antivibratorio en caso necesario. Cuando salgan de la cabina utilizarán casco de seguridad y chaleco reflectante.

En caso de formación de polvo se utilizarán mascarillas antipolvo.

Los operarios que deban permanecer o desplazarse a través de las zonas de movimiento de vehículos y maquinaria utilizarán de forma obligatoria chalecos reflectantes.

Siempre que las condiciones de trabajo exijan otros elementos de protección, como guantes, protectores auditivos, etc., se dotará a los trabajadores de los mismos.

### 5.6.2.4 Protecciones colectivas

La maquinaria a emplear en la ejecución de los trabajos dispondrá de señalización acústica de marcha atrás.

Se prohibirá la presencia o permanencia de personas dentro del radio de acción de las máquinas y vehículos de transporte.

Los vehículos que circulen por la obra durante el movimiento de tierras deberán llevar rotativo luminoso.

### 5.6.2.5 Instrucciones de operatividad

En las operaciones de carga de los vehículos no se circulará por el lado opuesto al que se realiza la carga.

En la ejecución de las operaciones de retirada de tierras acopiadas en montículos de altura considerable (altura superior a la de la máquina que realice los trabajos), se evitará socavar la base de los montículos con el objeto de evitar el riesgo de sepultamiento por desprendimiento de la parte superior del montículo sobre las máquinas.

En caso de concentración de personas se acompañará la marcha atrás de los vehículos con señales acústicas, siendo conveniente que ésta sea dirigida por un operario que se situará en el costado izquierdo del vehículo.

Antes de la salida de la obra los vehículos cargados se comprobarán el estado de la carga, eliminando aquellos materiales que pudieran caer durante el trayecto. La carga se cubrirá con una lona para evitar caída de materiales.

No se permitirá a los trabajadores permanecer dentro del radio de acción de las máquinas.

No se transportará a personas en vehículos y máquinas, excepto en aquellas que tengan asiento para acompañante.

Las máquinas y vehículos aparcarán o se estacionarán fuera de la zona de trabajo para evitar colisiones.

En zona de producción de polvo, se regará para evitarlo, siempre que sea posible.

Cualquiera que sea la manipulación a efectuar en máquinas o en vehículos de obra, se hará con ésta parada y

calzando o bloqueando las partes móviles que pudieran ponerse en funcionamiento de forma inesperada.

### **5.6.3 Excavación de zanjas y pozos**

#### **5.6.3.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante los trabajos en zanjas y pozos.

#### **5.6.3.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Desprendimientos de tierras.
- Caídas de materiales al interior de las zanjas y pozos por desplome o derrumbamiento.
- Caídas al mismo y a distinto nivel.
- Caídas de objeto por manipulación
- Sepultamiento.
- Aplastamientos y golpes con objetos.
- Atrapamientos de personas por maquinaria.
- Atropellos, colisiones y vuelcos de la maquinaria.
- Interferencia de conducciones enterradas.
- Inundaciones.
- Sobreesfuerzos.
- Electrocuciiones.
- Polvo.
- Ruido.

#### **5.6.3.3 Proyección de fragmentos o partículas. Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad
- Mono de trabajo
- Calzado de seguridad.
- Arnés y cuerda de seguridad

Los maquinistas y conductores utilizarán calzado con suela antideslizante, y cinturón antivibratorio en caso necesario. Cuando salgan de la cabina usarán casco de seguridad.

Para todos aquellos trabajos que se realicen en el entorno de maquinaria trabajando los operarios irán equipados con chaleco reflectante.

Siempre que las condiciones de trabajo exijan otros elementos de protección, como mascarillas, botas de agua, etc., se dotará de los mismos a los trabajadores.

#### **5.6.3.4 Protecciones colectivas**

Siempre que se prevea circulación de personas en las proximidades de las zanjas o pozos se señalizarán con cinta de plástico bicolor o malla plástica naranja sobre redondos metálica y se dispondrá de cartel indicativo. Si la zanja o pozo tuviera más de 2,00 metros de profundidad, se protegerán con barandillas los bordes de excavación.

Las zonas de trabajo se mantendrán limpias y ordenadas, señalizando el paso de vehículos y personas.

Los productos procedentes de la excavación se acopiarán a un único lado de la zanja manteniendo una distancia de seguridad nunca inferior a 2 metros y dejando el otro lado libre para accesos en condiciones aceptables de orden y limpieza.

Los vehículos que circulen por la obra durante el movimiento de tierras deberán llevar rotativo luminoso.

Se evitará sobrecargar las cabezas de las excavaciones con acopios de materiales

#### **5.6.3.5 Instrucciones de operatividad**

Cuando al excavar se encuentre cualquier anomalía no prevista, como variación de los estratos y/o de sus características, cursos de agua subterránea, restos de construcciones, valores arqueológicos, se parará la obra, al menos en ese tajo, y se comunicará a la Dirección Técnica.

Antes de bajar el personal a zanjas donde puedan existir gases, se reconocerá el tajo por personal responsable.

Se prohibirá el acopio de las tierras procedentes de la excavación sobrecargando las cabezas de los taludes de las zanjas y pozos a ejecutar.

Cuando el terreno excavado pueda transmitir enfermedades contagiosas, se desinfectará antes de su transporte, y no podrá utilizarse en este caso, como terreno de préstamo, debiendo el personal que lo manipula estar equipado adecuadamente.

En zanjas y pozos profundos donde el operario de la máquina no vea el fondo de los mismos, la operación estará dirigida por un solo ayudante que permanecerá fuera del radio de acción de la máquina.

Cuando las zanjas tengan una profundidad superior a 1,50 metros, se dispondrán escaleras de mano cada 15,00 metros en los lugares en que se esté trabajando, para facilitar el acceso y la salida a la misma. Esta sobrepasará 1,00 metro el borde de la zanja.

La anchura de la zanja será tal que permita la ejecución de los trabajos y cumplirá lo establecido en éste sentido en el Proyecto de Ejecución de la obra y de acuerdo con las instrucciones de la Dirección Facultativa.

La maquinaria contará con señal acústica de marcha atrás. En caso de concentración de personas, es conveniente que la marcha atrás sea dirigida por un operario, que se situará en el costado izquierdo de la máquina.

Está totalmente prohibido transportar personas en vehículos excepto en aquellos que tengan asiento para acompañante.

Siempre que no se pueda dar un talud estable a las zanjas se entibarán.

Cuando las condiciones del terreno no permitan la permanencia de personal dentro de la zanja antes de su entibado, será obligatorio hacer éste desde el exterior de la misma. Se emplearán dispositivos que colocados desde el exterior, protejan al personal que posteriormente descenderá a la zanja.

Las paredes a entibar serán verticales. La entibación debe adherirse perfectamente al terreno, rellenando el trasdós si fuera necesario.

Las entibaciones sobresaldrán 0,30 metros de las zanjas o pozos de forma que impida la caída de pequeño material al fondo de la misma.

La entibación no se retirará hasta la total terminación de los trabajos.

En trabajos nocturnos o en aquellos en los que la iluminación natural sea insuficiente para la correcta ejecución de los trabajos, se iluminarán éstos conforme a lo indicado en la legislación vigente.

### **5.6.4 Rellenos y compactados**

#### **5.6.4.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante los trabajos en relleno y compactado

#### **5.6.4.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Atropellos de personas.

- Aplastamientos.
- Vuelcos de maquinaria.
- Caídas al mismo y a distinto nivel.
- Atrapamientos y golpes con partes móviles de maquinaria.
- Colisión de vehículos.
- Electrocuciones y quemaduras.
- Ruido

#### **5.6.4.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad
- Mono de trabajo
- Calzado de seguridad

Los maquinistas utilizarán calzado con suela antideslizante y cinturón antivibratorio en caso necesario.

En caso de formación de polvo se utilizarán mascarillas antipolvo.

Los trabajadores que estén en el entorno de las máquinas deben utilizar chaleco reflectante.

Siempre que las condiciones de trabajo exijan otros elementos de protección, como protectores auditivos, guantes, etc., se dotará a los trabajadores de los mismos.

#### **5.6.4.4 Protecciones colectivas**

En todo momento se mantendrá las zonas de trabajo limpias, ordenadas y suficientemente iluminadas, si fuese preciso hacer trabajos nocturnos.

Se regarán con la frecuencia precisa las áreas en que los trabajos puedan producir polvo.

Se señalizarán oportunamente los accesos y recorridos de vehículos.

Cuando sea obligado el tráfico rodado por zonas de trabajo, éstas se delimitarán convenientemente, indicándose los distintos riesgos con las correspondientes señales de tráfico y de seguridad.

Los accesos a la vía pública contarán con señales triangulares de peligro indefinido con placas con la inscripción "salida de camiones"

#### **5.6.4.5 Instrucciones de operatividad**

No se permitirá a los trabajadores permanecer dentro del radio de acción de las máquinas.

Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior.

Toda la maquinaria contará con señal acústica de marcha atrás.

Las máquinas y vehículos aparcarán o se estacionarán fuera de la zona de trabajo para evitar colisiones.

Existirá en la obra una zona para el aparcamiento.

Cualquiera que sea la manipulación a efectuar en máquinas o en vehículos de obra, se hará con ésta parada, y calzando o bloqueando las partes móviles que pudieran ponerse en funcionamiento de forma inesperada.

En zona de producción de polvo, se regará para evitarlo, siempre que sea posible.

Se evitará en lo posible la circulación de máquinas y vehículos en las proximidades de los bordes de excavación para evitar sobrecargas y efectos de vibraciones.

En caso de concentración de personas se acompañará la marcha atrás de los vehículos con señales acústicas,

siendo conveniente que ésta sea dirigida por un operario que se situará en el costado izquierdo del vehículo.

El ayudante en las operaciones de descarga, se situará suficientemente alejado del vehículo o máquina.

Indicará mediante un jalón o sistema similar, el lugar en el que se debe producir la descarga.

Las descargas de volquetes en rellenos, se realizarán en lugares estables, y lo más horizontales posibles, no aproximándose demasiado al talud, marcando el mismo con unos topes.

Después de bascular, la caja del vehículo deberá estar totalmente bajada antes de reanudar la marcha.

En trabajos nocturnos, la iluminación será adecuada para realizar los trabajos sin riesgo alguno.

## **5.6.5 Armado de apoyos y tendido de conductores**

### **5.6.5.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante los trabajos de armado de apoyos y tendido de cables.

### **5.6.5.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel
- Caída de objetos por desplome o derrumbamiento
- Caída de objetos en manipulación
- Pisadas sobre objetos
- Golpes/Cortes por objetos o herramientas
- Proyección de fragmentos o partículas
- Contacto eléctrico en tendido de conductores, (cruzamiento con líneas A.T.)

### **5.6.5.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad contra choques e impactos, para la protección de la cabeza.
- Botas de seguridad con puntera y plantilla reforzada y suela antideslizante.
- Guantes de trabajo.
- Cinturón de seguridad con arnés.
- Ropa de trabajo para el mal tiempo.
- Gafas de protección contra las proyecciones de fragmentos o partículas.

### **5.6.5.4 Instrucciones de operatividad**

Se armarán los apoyos enteros en el suelo y se izarán con grúa adecuada al tonelaje y altura de los mismos. Con este procedimiento se obtiene una máxima reducción de los trabajos en altura, que constituyen, evidentemente, uno de los mayores peligros en esta fase de montaje de líneas.

Durante el armado e izado de apoyos, los operarios trabajarán con todos los elementos de protección personal obligatorios y evitando el trabajo de dos o más operarios a diferentes alturas, en la misma vertical. Esta forma de actuación se mantendrá durante el apriete final y graneteado de los tornillos, donde a cada operario se le asignará un área de trabajo.

Se deberá de instalar una línea de vida para los trabajos en altura.

Se montarán protecciones sobre caminos, carreteras, ferrocarriles y líneas de baja tensión.

Las líneas de M.T., hasta 25 kV, se puentearán con cables subterráneos y la conexión se realizará con la línea en

descargo.

La máquina de freno, el cabrestante, los caballetes alzabobinas y el recuperador de cable se colocarán siempre manteniendo la horizontabilidad.

El tendido del cable piloto se hará manualmente o mediante tractor, dependiendo de los cultivos existentes.

La elevación del piloto requiere especial atención, evitando los enganches en rocas y arbustos, que al desprenderse producen movimientos incontrolados que pueden ser causa de accidentes.

El tendido de conductores se ejecutará mecánicamente mediante frenado hidráulico del conductor y tracción del cable piloto, efectuada por un cabrestante equipado con interruptor de parada automática ante una elevación imprevista de la tracción.

La vigilancia permanente de este tendido con la interconexión radiofónica entre maquinistas y vigilantes es el factor más importante para evitar accidentes.

Se fijará el cabrestante y la máquina de freno, mediante como mínimo, dos puntos de anclaje, independientes entre sí (no usar el mismo cable para los dos puntos de anclaje) y dos puntillas por cada punto de anclaje. Se usarán cables de acero con gasas y se harán las uniones utilizando grillete. Se bajarán siempre las patas estabilizadoras.

### **5.6.6 Conexionado de instalaciones eléctricas**

#### **5.6.6.1 Objeto**

En este procedimiento se establecen las medidas de seguridad necesaria para llevar a cabo los trabajos de conexiones eléctricas.

#### **5.6.6.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas de personas a distinto nivel.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de objetos o componentes sobre personas.
- Caída de objetos por desplome o derrumbamiento.
- Caída de objetos desprendidos.
- Pisadas sobre objetos.
- Choques contra objetos móviles.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Heridas en manos o pies por manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos.
- Golpes y cortes por manejo de herramientas.
- Atrapamientos por o entre objetos.
- Atrapamientos por vuelco de máquinas, vehículos o equipos.
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Exposición a sustancias nocivas o tóxicas.
- Contactos con sustancias cáusticas y/o corrosivas.
- Incendios.
- Explosiones.



### 5.6.6.3 Equipos de protección individual recomendados

Todo el personal utilizará:

- Casco homologado.
- Chaleco reflectante.
- Botas de seguridad con puntera reforzada.
- Guantes contra riesgos eléctricos.
- Arnés de seguridad en caso de trabajar a más de 2 m de altura.

### 5.6.6.4 Protecciones colectivas

- Señalización carretera.
- Señalización salida de obra.
- Señalizaciones riesgo eléctrico.
- Aparatos desconectados durante su manipulación.
- Sirena luminosa maquinaria y alarma de marcha atrás.

## 5.6.7 Conexión de instalaciones eléctricas

### 5.6.7.1 Objeto

Todo trabajo en una instalación eléctrica, o en su proximidad, que conlleve un riesgo eléctrico deberá de efectuarse sin tensión, salvo en el caso de que las condiciones de explotación o de continuidad del suministro así lo requieran (4.4.b R.D. 614/2.001). En ningún caso se prevé la realización de trabajos en tensión. Caso de ser necesaria la realización de este tipo de trabajos, se elaborará un plan específico para ello.

Trabajos sin tensión ANEXO. Trabajos sin tensión (R.D. 614/2001)

Disposiciones generales

Las operaciones y maniobras para dejar sin tensión una instalación, antes de iniciar el «trabajo sin tensión», y la reposición de la tensión, al finalizarlo, las realizarán trabajadores autorizados que, en el caso de instalaciones de alta tensión, deberán ser trabajadores cualificados.

#### A.1 Supresión de la tensión.

Una vez identificados la zona y los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo, y salvo que existan razones esenciales para hacerlo de otra forma, se seguirá el proceso que se describe a continuación, que se desarrolla secuencialmente en cinco etapas:

1. Desconectar.
2. Prevenir cualquier posible realimentación.
3. Verificar la ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito.
5. Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Hasta que no se hayan completado las cinco etapas no podrá autorizarse el inicio del trabajo sin tensión y se considerará en tensión la parte de la instalación afectada. Sin embargo, para establecer la señalización de seguridad indicada en la quinta etapa podrá considerarse que la instalación está sin tensión si se han completado las cuatro etapas anteriores y no pueden invadirse zonas de peligro de elementos próximos en tensión.

#### 1. Desconectar.

La parte de la instalación en la que se va a realizar el trabajo debe aislarse de todas las fuentes de alimentación. El aislamiento estará constituido por una distancia en aire, o la interposición de un aislante, suficientes para

garantizar eléctricamente dicho aislamiento.

Los condensadores u otros elementos de la instalación que mantengan tensión después de la desconexión deberán descargarse mediante dispositivos adecuados.

## 2. Prevenir cualquier posible realimentación.

Los dispositivos de maniobra utilizados para desconectar la instalación deben asegurarse contra cualquier posible reconexión, preferentemente por bloqueo del mecanismo de maniobra, y deberá colocarse, cuando sea necesario, una señalización para prohibir la maniobra. En ausencia de bloqueo mecánico, se adoptarán medidas de protección equivalentes. Cuando se utilicen dispositivos telemandados deberá impedirse la maniobra errónea de los mismos desde el telemando.

Cuando sea necesaria una fuente de energía auxiliar para maniobrar un dispositivo de corte, ésta deberá desactivarse o deberá actuarse en los elementos de la instalación de forma que la separación entre el dispositivo y la fuente quede asegurada.

## 3. Verificar la ausencia de tensión.

La ausencia de tensión deberá verificarse en todos los elementos activos de la instalación eléctrica en, o lo más cerca posible, de la zona de trabajo. En el caso de alta tensión, el correcto funcionamiento de los dispositivos de verificación de ausencia de tensión deberá comprobarse antes y después de dicha verificación.

Para verificar la ausencia de tensión en cables o conductores aislados que puedan confundirse con otros existentes en la zona de trabajo, se utilizarán dispositivos que actúen directamente en los conductores (pinchacables o similares), o se emplearán otros métodos, siguiéndose un procedimiento que asegure, en cualquier caso, la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico.

Los dispositivos telemandados utilizados para verificar que una instalación está sin tensión serán de accionamiento seguro y su posición en el telemando deberá estar claramente indicada.

## 4. Poner a tierra y en cortocircuito

Las partes de la instalación donde se vaya a trabajar deben ponerse a tierra y en cortocircuito:

- En las instalaciones de alta tensión.
- En las instalaciones de baja tensión que, por inducción, o por otras razones, puedan ponerse accidentalmente en tensión.

Los equipos o dispositivos de puesta a tierra y en cortocircuito deben conectarse en primer lugar a la toma de tierra y a continuación a los elementos a poner a tierra, y deben ser visibles desde la zona de trabajo. Si esto último no fuera posible, las conexiones de puesta a tierra deben colocarse tan cerca de la zona de trabajo como se pueda.

Si en el curso del trabajo los conductores deben cortarse o conectarse y existe el peligro de que aparezcan diferencias de potencial en la instalación, deberán tomarse medidas de protección, tales como efectuar puentes o puestas a tierra en la zona de trabajo, antes de proceder al corte o conexión de estos conductores.

Los conductores utilizados para efectuar la puesta a tierra, el cortocircuito y, en su caso, el puente, deberán ser adecuados y tener la sección suficiente para la corriente de cortocircuito de la instalación en la que se colocan.

Se tomarán precauciones para asegurar que las puestas a tierra permanezcan correctamente conectadas durante el tiempo en que se realiza el trabajo. Cuando tengan que desconectarse para realizar mediciones o ensayos, se adoptarán medidas preventivas apropiadas adicionales.

Los dispositivos telemandados utilizados para la puesta a tierra y en cortocircuito de una instalación serán de accionamiento seguro y su posición en el telemando estará claramente indicada.

## 5. Proteger frente a los elementos próximos en tensión y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Si hay elementos de una instalación próximos a la zona de trabajo que tengan que permanecer en tensión, deberán adoptarse medidas de protección adicionales, que se aplicarán antes de iniciar el trabajo, según lo dispuesto en el apartado 7 del artículo 4 de este Real Decreto.

El proceso de reposición de la tensión comprenderá:

1. La retirada, si la hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización
2. que indica los límites de la zona de trabajo.
3. La retirada, si la hubiera, de la puesta a tierra y en cortocircuito.
4. El desbloqueo y/o la retirada de la señalización de los dispositivos de corte.
5. El cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Desde el momento en que se suprima una de las medidas inicialmente adoptadas para realizar el trabajo sin tensión en condiciones de seguridad, se considerará en tensión la parte de la instalación afectada.

## **5.7 EQUIPOS TÉCNICOS**

### **5.7.1 Maquinaria de movimiento de tierras**

#### **5.7.1.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la utilización de maquinaria de movimiento de tierras.

#### **5.7.1.2 Riesgos asociados a la actividad**

En la llegada y expedición de maquinaria:

- Vuelco y/o caídas de la máquina al cargarla y/o descargarla al camión.
- Atrapamientos.
- Vuelco o deslizamiento del camión de transporte.
- Atropellos.

Durante la ejecución de los trabajos:

- Atropellos y aprisionamiento de personas en maniobras.
- Golpes y contusiones.
- Atrapamientos de personas entre partes móviles de la máquina.
- Colisiones con otros vehículos
- Choques con elementos fijos de obra.
- Caída de material desde la cuchara (retroexcavadoras, mixta y pala cargadora)
- Vuelco de máquina.
- Deslizamientos incontrolados.
- Caída por pendientes (trabajos al borde de taludes, cortes y asimilables).
- Caídas a distinto nivel al bajar o subir de la cabina.
- Proyección de objetos.
- Desplomes de tierra sobre la máquina.
- Incendios y explosiones.
- Quemaduras.
- Efectos de vibraciones en el conductor.
- Ruido propio y ambiental (conjunción de varias máquinas).

- Los derivados de los trabajos realizados en ambientes pulverulentos (afecciones respiratorias).
- Los derivados de la realización de trabajos en condiciones meteorológicas extremas.
- Contacto con líneas eléctricas.
- Durante las operaciones de mantenimiento:
- Atrapamiento y aplastamiento en operaciones de mantenimiento y/o reparación.
- Riesgo de incendio durante el llenado el tanque de combustible.
- Contactos con materiales contaminantes (aceites usados, líquido de frenos, pastillas de frenado, etc.).
- Riesgos eléctricos.

#### **5.7.1.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad homologado.
- Botas antideslizantes. Calzado de conducción de vehículos
- Gafas de seguridad antiproyecciones y antipolvo.
- Asiento anatómico.
- Cinturón elástico antivibratorio (Bulldozer, tractor)
- Ropa de trabajo.
- Chaleco reflectante
- Protecciones colectivas
- Guantes de cuero (Bulldozer, pilotadora, mototrailla)

En operaciones de mantenimiento:

- Mandil de cuero o de P.V.C.
- Botas de seguridad con puntera reforzada

#### **5.7.1.4 Protecciones colectivas**

No habrá nadie en el radio de acción de la máquina.

Cuando proceda, se comprobará que la máquina dispone de:

- Señalización luminosa (luz rotativa).
- Señalización acústica de manera que se ponga en funcionamiento cuando se realicen operaciones que requieran el avance en sentido contrario al de la visual del operador (marcha atrás).
- Servofrenos y frenos de mano.
- Pórticos de seguridad antivuelco.
- Espejos retrovisores si la visibilidad de la máquina lo requiere.

#### **5.7.1.5 Instrucciones de operatividad**

El personal de la obra estará fuera del radio de acción de la máquina.

La máquina será manejada únicamente por el personal designado para ello, que deberá estar cualificado.

Para subir o bajar de la máquina, se utilizarán los peldaños y asideros dispuestos al efecto en el acceso a la

máquina. Se realizará además de cara a la máquina asiéndose con ambas manos. No se subirá utilizando las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros.

Antes de entrar en la cabina el conductor comprobará que no lleva barro en las suelas que pueda impedir el normal funcionamiento de los pedales.

Se prohíbe el acceso a la cabina de mando de la máquina, utilizando vestimentas sin ceñir y joyas (cadenas, relojes o anillos), que puedan engancharse en los salientes y en los controles

El operador permanecerá dentro de la máquina, sin subir ni bajar de ella, mientras ésta esté en movimiento.

No se abandonará la maquinaria sin antes haber dejado reposada en el suelo la cuchara, pala, cuchilla o escarificador (en función de la máquina que se trate), parado el motor, quitada la llave de contacto y puesto el freno. De igual forma se procederá al finalizar la jornada.

No se accionarán los mandos de la máquina si el operario no se encuentra situado en el puesto del conductor.

No se permitirá el transporte de personas sobre partes móviles de las máquinas. Asimismo, no se podrá transportar a otras personas ajenas al operador a no ser que la máquina disponga de asiento para acompañante.

No se fumará durante la carga de combustible, ni se comprobará con llama el llenado de depósito.

No se admitirán en la obra bulldozeros, mototraillas o tractores desprovistos de cabinas antivuelco (o pórticos de seguridad antivuelco y antiimpactos). Las cabinas antivuelco montadas, no presentarán deformaciones de haber resistido algún vuelco.

Si se cargan piedras de tamaño considerable se hará una cama de arena sobre el elemento de carga, para evitar rebotes y roturas.

Los caminos de circulación interna de la obra se cuidarán para evitar blandones y barrizales excesivos, que puedan provocar accidentes.

Se considerarán las características del terreno para evitar accidentes por giros incontrolados al bloquearse un neumático. El hundimiento del terreno puede originar el vuelco de la máquina con grave riesgo para el personal.

Se prohíbe estacionar la maquinaria a menos de tres metros (como norma general), del borde de barrancos, hoyos, trincheras, zanjas, etc., para evitar el riesgo de vuelcos por fatiga del terreno.

Antes del inicio de trabajos, al pie de los taludes ya construidos (o de vermas), de la obra, se inspeccionarán aquellos materiales (árboles, arbustos, rocas), inestables, que pudieran desprenderse accidentalmente sobre el tajo. Una vez saneado, se procederá al inicio de los trabajos a máquina.

Las maniobras dentro de la obra se harán sin movimientos bruscos, anunciándolas con antelación.

Se respetará en todo momento la señalización de la obra.

Se emplearán las señales acústicas de marcha atrás y se vigilará el buen funcionamiento de las luces.

La velocidad de circulación estará en consonancia con la carga transportada, la visibilidad y las condiciones del terreno.

Se extremarán las precauciones cuando se deba circular por terrenos irregulares o sin consistencia.

Se intentará en la medida de lo posible que los vehículos no queden parados en las rampas de acceso, en caso necesario quedarán frenados y con topes.

En el caso de retroexcavadoras y mixtas, al circular lo harán con el brazo plegado.

En el caso de retroexcavadoras, durante la excavación la máquina estará calzada al terreno mediante sus zapatas hidráulicas.

La cabina llevará extintor timbrado y con las revisiones al día.

Tanto la maquinaria empleada como todos sus elementos estarán sometidos a las revisiones periódicas que establezca el fabricante para su perfecto funcionamiento. Se realizará una comprobación y conservación periódica por personal autorizado y cualificado.

No se realizarán reparaciones u operaciones de mantenimiento con la máquina funcionando.

## **5.7.2 Maquinaria de elevacion y transporte**

### **5.7.2.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la utilización de la maquinaria de elevación y transporte

### **5.7.2.2 Riesgos asociados a la actividad**

En la llegada y expedición de maquinaria:

- Rotura del cable o gancho (grúa móvil, camión grúa)
- Caída de la carga (grúa móvil, camión grúa)
- Caídas en altura de personas por empuje de la carga (grúa móvil, camión grúa)
- Golpes y aplastamiento por la carga (grúa móvil, camión grúa)
- Golpes y colisiones con elementos fijos de obra
- Vuelco del vehículo.
- Atropellos
- Caídas de personas a distinto nivel.
- Caídas de personas al mismo nivel
- Caídas de materiales y objetos.
- Riesgos derivados de desplazamientos incontrolados de las plataformas.
- Atrapamientos.
- Golpes contra objetos.
- Contactos con líneas eléctricas.
- Contactos eléctricos.
- Incendios y explosiones.
- Quemaduras.
- Efectos de vibraciones en el conductor.
- Deslizamientos.
- Producción de ruidos.

En el caso de maquinaria que tenga que ser transportada:

- Vuelco y/o caídas de la maquina al cargarla y/o descargarla al camión.
- Atrapamientos.
- Vuelco o deslizamiento del camión de transporte.

Durante las operaciones de mantenimiento:

- Atrapamiento y aplastamiento en operaciones de mantenimiento y/o reparación.
- Riesgo de incendio durante el llenado del tanque de combustible.
- Contactos con materiales contaminantes (aceites usados, líquido de frenos, ferodos, etc.).
- Riesgos eléctricos.

### **5.7.2.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad homologado
- Guantes de cuero al manejar cables u otros elementos rugosos o cortantes.
- Ropa de trabajo.
- Calzado de seguridad.
- Arnés de seguridad

#### 5.7.2.4 Protecciones colectivas

Las plataformas de trabajo poseerán barandillas perimetrales completas de 90 cm de altura, formadas por pasamanos, listón intermedio y rodapié en todo su contorno.

El paso bajo la plataforma se acotará con vallas peatonales o sistema similar, para impedir el acceso de trabajadores y se señalizará el riesgo de caída de objetos y de materiales.

Se dispondrá de señalización adecuada en los accesos a la plataforma, con indicaciones de la carga máxima y del número máximo de personas que la pueden utilizar.

Las plataformas de trabajo estarán firmemente ancladas a los apoyos para evitar los movimientos por desplazamiento o vuelco.

Las carretillas elevadoras dispondrán de un nivel de iluminación suficiente para las maniobras a realizar, si es preciso se dispondrá iluminación artificial para garantizar las condiciones de visibilidad.

Estarán equipadas con:

- Servofrenos y frenos de mano.
- Pórticos de seguridad antivuelco.
- Espejos retrovisores si la visibilidad de la máquina lo requiere.
- Arnés de seguridad

#### 5.7.2.5 Instrucciones de operatividad

Las grúas sobre neumáticos no comenzarán su trabajo sin haber apoyado los correspondientes gatos -soporte en el suelo, manteniendo las ruedas en el aire, siempre que las características de la carga que han de izar lo exijan.

La traslación con carga de las grúas automóviles se evitará siempre que sea posible. De no ser así, la pluma, con su longitud más corta y la carga suspendida a la menor altura, se orientará en la dirección del desplazamiento.

Durante la traslación el conductor observará permanentemente la carga, de forma especial cuando pase bajo obstáculos y con la colaboración de uno o varios ayudantes para la realización de estas maniobras.

Cuando la grúa esté fuera de servicio se mantendrá con la pluma recogida y con los elementos de enclavamiento accionados.

El gancho de izado dispondrá de limitador de ascenso y de pestillo de seguridad.

La maniobra de izado comenzará muy lentamente para tensar los cables antes de realizar una elevación, una vez que se haya comprobado la ausencia de personal debajo de la posible trayectoria de la carga.

Antes de proceder a maniobrar con la carga, se comprobará la estabilidad de la misma y el correcto reparto de las tensiones mecánicas en los distintos ramales del cable.

No se utilizará la grúa para trabajos que impliquen esfuerzos de tiros sesgados ni se harán más de una maniobra a la vez.

Los operadores no atenderán señal alguna que provenga de otra persona distinta al señalista designado al efecto.

No se anulará cualquier dispositivo de seguridad de las plataformas móviles.

Se considerarán las características del terreno sobre el que se ubicará la plataforma, procurando que las ruedas no queden atrapadas ni bloqueadas, permitiendo su movimiento sin obstáculos. El tropiezo o el hundimiento de la máquina en el terreno, puede provocar su inclinación o vuelco, con grave riesgo para los trabajadores.

La plataforma no comenzará su trabajo sin haber frenado sus ruedas y si dispone de gatos hidráulicos, los apoyará en el suelo, o sobre tablones o chapones de reparto, si las condiciones del terreno así lo aconsejaran. No se subirá a/o realizar trabajos sin haber instalado previamente los gatos estabilizadores y frenos antirrodadura de las ruedas.

Siempre que sea posible, se cargará la plataforma una vez ubicada en la posición de utilización, evitando su desplazamiento con carga.

No se transportarán personas o materiales sobre las plataformas móviles durante las maniobras de cambio de posición.

La plataforma se cargará con el material uniformemente repartido y sin que sobresalga de la cabina, para evitar su caída tanto en el recorrido de elevación como en el de descenso. No se dejará nada suelto en la plataforma.

No se abandonará material o herramientas sobre las plataformas. No se depositarán pesos violentamente sobre las plataformas. No se situarán sobre la plataforma más personas, ni mayor carga de las que indica el fabricante, ni se utilizará, cuando se encuentre sobre una superficie inclinada de pendiente mayor que la superable recomendada.

Las maniobras en el interior de la obra se realizarán sin movimientos bruscos y anunciándolas con antelación, contando, si es preciso, con el apoyo de un señalista.

Se evitará la proximidad de trabajadores en el radio de acción de la máquina ni en sus proximidades.

No se realizarán trabajos continuos o esporádicos bajo las plataformas móviles.

El ascenso y descenso de la plataforma, se realizará con ésta en su punto más bajo, quedando prohibida la entrada o salida de los trabajadores, a través de ventanas u otros huecos.

En los casos esporádicos en los que haya que pasar esporádicamente a la estructura no se realizará sin antes haber sujetado el arnés anticaídas a un punto fijo de la estructura o al cable de vida.

No se utilizará la plataforma con viento o condiciones meteorológicas adversas.

Cuando la plataforma esté fuera de servicio, se mantendrá con la pluma recogida y con los elementos de enclavamiento accionados.

El uso de la plataforma, se realizará por personal cualificado

### **5.7.3 Elementos de izado**

#### **5.7.3.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la utilización de los elementos de izado, tales como cuerdas, cables, ganchos, eslingas, etc.

#### **5.7.3.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caída de objetos en manipulación
- Golpes/Cortes por objetos y herramientas
- Atrapamientos por o entre objetos
- Sobreesfuerzos
- Exposición a ambientes pulvígenos

#### **5.7.3.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad contra choques e impactos, para la protección de la cabeza
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela antideslizante
- Guantes de trabajo



- Gafas de seguridad contra ambientes pulvígenos
- Ropa de trabajo para el mal tiempo

#### **5.7.3.4 Instrucciones de operatividad**

Los accesorios de elevación resistirán a los esfuerzos a que estén sometidos durante el funcionamiento y si procede, cuando no funcionen, en las condiciones de instalación y explotación previstas por el fabricante y en todas las configuraciones correspondientes, teniendo en cuenta, en su caso, los efectos producidos por los factores atmosféricos y los esfuerzos a que los sometan las personas. Este requisito deberá cumplirse igualmente durante el transporte, montaje y desmontaje.

Los accesorios de elevación se diseñarán y fabricarán de forma que se eviten los fallos debidos a la fatiga o al desgaste, habida cuenta de la utilización prevista.

Los materiales empleados deberán elegirse teniendo en cuenta las condiciones ambientales de trabajo que el fabricante haya previsto, especialmente en lo que respecta a la corrosión, abrasión, choques, sensibilidad al frío y envejecimiento.

El diseño y fabricación de Los accesorios serán tales que puedan soportar sin deformación permanente o defecto visible. Las sobrecargas debidas a las pruebas estáticas.

#### **5.7.4 Herramientas eléctricas**

##### **5.7.4.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la utilización los útiles y herramientas eléctricas, ya que son equipos muy peligrosos dado el estrecho contacto que existe entre el hombre y la máquina y más teniendo en cuenta que los trabajos son realizados en las obras, en la mayoría de las ocasiones, sobre emplazamientos conductores.

##### **5.7.4.2 Instrucciones de operatividad**

Las herramientas portátiles de accionamiento manual serán de clase II o de doble aislamiento. Cuando estas herramientas se utilicen en lugares húmedos o conductores serán alimentadas a través de transformadores de separación de circuitos.

La tensión nominal de las herramientas portátiles no excederá de:

- a) Las de tipo portátil de accionamiento manual con alimentación de corriente continua o alterna monofásica: 250 V.
- b) Las de otras características: 440 V.

En cualquier caso, la tensión no excederá de 250 voltios con relación a tierra. Las herramientas portátiles a mano llevarán incorporado un interruptor debiendo responder a las siguientes prescripciones:

Estarán sometidas a la presión de un soporte, de forma que obligue al utilizador de la herramienta a mantener, en la posición de marcha, constantemente presionado este interruptor.

El interruptor estará situado de manera que se evite el riesgo de la puesta en marcha intempestiva de la herramienta, cuando no sea utilizada.

Los cables de conexión y los bornes de ésta, situados en las herramientas, deberán estar debidamente protegidos de forma que las partes activas permanezcan en todo momento accesible.

Para las herramientas de clase I, el conductor de conexión incluirá el conductor de protección, disponiendo la clavija destinada a la toma de corriente, para este conductor.

Cuando la herramienta está prevista para diferentes tensiones nominales, se distinguirá fácil y claramente la tensión para la cual está ajustada.

Las herramientas destinadas a servicio intermitente, deben llevar indicada la duración prevista para las paradas y funcionamiento.

Las herramientas previstas para ser alimentadas por más de dos conductores activos, llevarán el esquema correspondiente a las conexiones a realizar, salvo que la correcta conexión sea evidente y no sea precisa esta aclaración.

Las lámparas eléctricas portátiles deben responder a las normas UNE 20-417 y UNE 20-419 y estar provistas de una reja de protección para evitar choques y tendrán una tulipa estanca que garantice la protección contra proyecciones de agua. Serán de la clase II y la tensión de utilización no será superior de 250 V, siendo como máximo de 245 V cuando se trabaje en lugares mojados o superficies conductoras, si no son alimentados por medio de transformadores de separación de circuitos.

## **5.8 MEDIOS AUXILIARES**

### **5.8.1 Escaleras de mano**

#### **5.8.1.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante el uso de escaleras manuales de madera y metálicas.

#### **5.8.1.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel
- Golpes con la escalera en su traslado o manejo

#### **5.8.1.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad contra choques e impactos, para la protección de la cabeza
- Botas de seguridad antideslizantes y con la puntera reforzada de acero
- Cinturón de seguridad de sujeción
- Guantes de trabajo
- Ropa de protección para el mal tiempo

#### **5.8.1.4 Instrucciones de operatividad**

Particulares

- Escaleras de madera

Serán las escaleras a utilizar en trabajos eléctricos, junto con las de poliéster o fibra de vidrio.

Las escaleras manuales de madera estarán formadas por largueros de una sola pieza, sin defectos ni nudos que puedan mermar su seguridad.

Los peldaños estarán ensamblados no clavados

Estarán protegidas de la intemperie mediante barnices transparentes para que no oculten los posibles defectos. Se prohíben las escaleras de madera pintadas por la dificultad que ello supone para la detección de sus posibles defectos

- Escaleras metálicas

Los largueros serán de una sola pieza y estarán son deformaciones o abolladuras que puedan mermar su seguridad.

Las escaleras metálicas estarán pintadas con pinturas antioxidantes que las preserven de las agresiones de la

intemperie.

Las escaleras metálicas a utilizar no estarán suple mentadas con uniones soldadas.

El empalme de escaleras metálicas se realizará mediante la instalación de los dispositivos industriales fabricados para tal fin.

#### Generales

Antes de utilizar una escalera manual es preciso asegurarse de su buen estado, rechazando aquéllas que no ofrezcan garantías de seguridad.

Hay que comprobar que los largueros son de una sola pieza sin empalmes, que no falta ningún peldaño que no hay peldaños rotos o flojos o reemplazados por barras ni clavos salientes.

Todas las escaleras estarán provistas en sus extremos inferiores de zapatas antideslizantes

El transporte de una escalera ha de hacerse con precaución para evitar golpear a otras personas

## **5.9 RIESGOS INHERENTES**

### **5.9.1 Caídas en altura**

#### **5.9.1.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la realización de trabajos en altura.

#### **5.9.1.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel
- Caídas de objetos en manipulación
- Pisadas sobre objetos
- Golpes por objetos o herramientas

#### **5.9.1.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad con barbuquejo contra choques e impactos, para la protección de la cabeza.
- Botas de seguridad antideslizantes y con la puntera reforzada en acero.
- Cinturón de seguridad de sujeción o bien anticaídas o arnés.
- Guantes de trabajo.
- Ropa de protección para el mal tiempo

#### **5.9.1.4 Instrucciones de operatividad**

Los trabajos en altura no serán realizados por aquellas personas cuya condición física les cause vértigo o altere su sistema nervioso, padezcan ataques de epilepsia o sean susceptibles, por cualquier motivo, de desvanecimientos o alteraciones peligrosas.

Los trabajos en altura sólo podrán efectuarse, en principio, con la ayuda de equipos concebidos para tal fin o utilizando dispositivos de protección colectiva, tales como barandillas, plataformas o redes de seguridad. Si por la naturaleza del trabajo ello no fuera posible, deberá disponerse de medios de acceso seguros y utilizarse cinturones de seguridad con anclaje u otros medios de protección equivalentes.

Se deberá de proteger en particular:

Las aberturas de los suelos.

Las aberturas en paredes o tabiques, siempre que su situación y dimensiones suponga un riesgo de caída de personas, y las plataformas, muelles o estructuras similares.

Los lados abiertos de las escaleras y rampas de más de 60 cm de altura. Los lados cerrados tendrán un pasamanos, a una altura mínima de 90 cm, si la anchura de la escalera es mayor de 1,2 m; si es menor, pero ambos lados son cerrados, al menos uno de los dos llevará pasamanos.

Las plataformas, andamios y pasarelas, así como los desniveles, huecos y aberturas existentes en los pisos de las obras, que supongan para los trabajadores un riesgo de caída de altura superior a 2 metros, se protegerán mediante barandillas u otro sistema de protección colectiva de seguridad equivalente.

En aquellos lugares de los pisos de las obras en construcción por los que deban de circular los trabajadores y que, por lo reciente de su construcción, por no estar completamente terminada o por cualquier otra causa, ofrezcan peligro, deberán disponerse pasos o pasarelas formadas por tablones de un ancho mínimo de 60 cm o tablones prefabricados, de modo que resulte garantizada la seguridad del personal que vaya a circular por ellos.

Las barandillas serán resistentes, tendrán una altura mínima de 90 cm y dispondrán de un reborde de protección, unos pasamanos y una protección intermedia que impidan el paso o deslizamiento de los trabajadores.

La estabilidad y solidez de los elementos de soporte y el buen estado de los medios de protección deberán verificarse previamente a su uso, posteriormente de forma periódica y cada vez que sus condiciones de seguridad puedan resultar afectadas por una modificación, período de no utilización o cualquier otra circunstancia.

No se comenzará un trabajo en altura si el material de seguridad no es idóneo, no está en buenas condiciones o sencillamente no se tiene.

Nunca se deben improvisar las plataformas de trabajo, sino que se construirán de acuerdo con la normativa legal vigente.

Las plataformas, pasarelas, andamiadas y, en general, todo lugar en que se realicen los trabajos deberán disponer de accesos fáciles y seguros y se mantendrán libres de obstáculos, adoptándose las medidas necesarias para evitar que el piso resulte resbaladizo.

Los huecos y aberturas para la elevación del material y, en general, todos aquellos practicados en los pisos de las obras en construcción que por su especial situación resulten peligrosos serán convenientemente protegidos mediante barandillas sólidas a 90 cm de altura.

Al trabajar en lugares elevados no se arrojarán herramientas ni materiales. Se pasarán de mano en mano o se utilizará una cuerda o capazo para estos fines.

Caso de existir riesgo de caída de materiales a nivel inferior, se balizará, o si no es posible, se instalarán señales alertando del peligro en toda la zona afectada.

En caso de existir riesgo de caída de materiales incandescentes se vallará o se señalizará toda la zona afectada y si hubiera materiales o equipos y personal en las plantas inferiores, se colocarán mantas ignífugas.

Los accesos a las plataformas de trabajo elevadas se harán con la debida seguridad, mediante escaleras de servicio y pasarelas. Nunca se debe hacer trepando por los pilares o andando por las vigas.

Los pavimentos de las rampas, escaleras y plataformas de trabajo serán de materiales no resbaladizos o dispondrán de elementos antideslizantes.

Las escaleras que pongan en comunicación los distintos pisos de la obra en construcción deberán cada una salvar sólo la altura entre cada dos pisos inmediatos; podrán ser de fábrica, metálicas o de madera, siempre que reúnan condiciones suficientes de resistencia, amplitud y seguridad.

Se tendrá un especial cuidado en no cargar los pisos o forjados recién construidos con materiales, aparatos o, en general, cualquier carga que pueda provocar su hundimiento.

En los trabajos sobre cubiertas y tejados se emplearán los medios adecuados para que los mismos se realicen sin peligro, tales como barandillas, pasarelas, plataformas, andamiajes, escaleras u otros análogos.

Cuando se trate de cubiertas y tejados construidos con materiales resbaladizos o de poca resistencia, que

presenten marcada inclinación o que las condiciones atmosféricas resulten desfavorables, se extremarán las medidas de seguridad, sujetándose los operarios con cinturones de seguridad, que irán unidos convenientemente a puntos fijados sólidamente.

Los trabajadores que operen en el montaje de estructuras metálicas o de hormigón armado o sobre elementos de la obra que por su elevada situación o por cualquier otra circunstancia, ofrezcan peligro de caída grave, deberán estar provistos de cinturones de seguridad, unidos convenientemente a puntos sólidamente fijados.

## **5.9.2 Trabajos superpuestos**

### **5.9.2.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la realización de trabajos superpuestos.

### **5.9.2.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas a distinto nivel.
- Caídas al mismo nivel.
- Caídas de objetos en manipulación.
- Caídas de objetos desprendidos.

### **5.9.2.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad con barbuquejo contra choques e impactos, para la protección de la cabeza
- Botas de seguridad antideslizantes con la puntera reforzada de acero
- Cinturón de seguridad con arnés o dispositivo anticaídas
- Guantes de trabajo
- Ropa de protección para el mal tiempo

### **5.9.2.4 Instrucciones de operatividad**

Se deberá evitar la superposición de tajos en las obras mediante la programación de los trabajos para que no coincidan en la misma vertical, el empleo de protecciones resistentes apropiadas que independicen de forma segura los trabajos realizados en la misma vertical y la señalización y vigilancia en los casos en que las medidas anteriores no se puedan llevar a cabo por las características especiales de la obra.

Si en la misma área hubiese interferencias peligrosas con otras empresas, se interrumpirán los trabajos hasta que la supervisión de la obra decida quien debe continuar trabajando en la zona.

Los trabajadores deberán estar protegidos contra la caída de objetos o materiales; para ello utilizarán, siempre que sea posible, medidas de protección colectiva.

A fin de evitar caídas entre los andamios o plataformas de trabajo y los paramentos de la obra en ejecución, deberán colgarse tableros o chapados, según la índole de los elementos a emplear en los trabajos.

Toda abertura en el piso de una construcción o en una plataforma de trabajo deberá, excepto en aquellos momentos en los que sea necesario permitir el acceso de personas o el transporte o traslado de materiales, estar provista de un dispositivo eficaz para evitar la caída de personas u objetos.

Se deberán adoptar precauciones apropiadas para evitar que las personas sean golpeadas por objetos que puedan caer desde los andamiajes o plataformas de trabajo.

Al trabajar en zonas con trabajos superpuestos no se arrojarán herramientas ni materiales, sino que se pasarán de mano en mano o utilizando cuerdas o bolsas portaherramientas para tales efectos.

Si existe riesgo de caída de materiales a un nivel inferior en el que se encuentran trabajando, se balizará la zona.

Y si ello no es posible, se señalizará la zona balizándola.

Igualmente, en el caso de existir riesgo de caída de materiales incandescentes, se vallará o se señalizará la zona afectada, y si hubiera materiales o equipos y personal en las plantas inferiores, se colocarán mantas ignífugas.

Al utilizar herramientas en trabajos en altura, y si prevemos que puede haber alguien trabajando por debajo de nosotros, deberemos de llevar las herramientas atadas.

Las estufas de electrodos de los soldadores se situarán en posición vertical y se atarán.

Los soldadores estarán provistos de un recipiente para depositar los restos de los electrodos.

### **5.9.3 Manipulación manual de cargas**

#### **5.9.3.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad que deberán aplicarse durante la manipulación manual de cargas.

Se entenderá por manipulación manual de cargas cualquier operación de transporte o sujeción de una carga por parte de uno o varios trabajadores, así como el levantamiento, la colocación, el empuje, la tracción o el desplazamiento, que por sus características o condiciones ergonómicas inadecuadas entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.

#### **5.9.3.2 Riesgos asociados a la actividad**

- Caídas a distinto nivel.
- Caídas al mismo nivel.
- Caída de objetos en manipulación.
- Pisadas sobre objetos.
- Choque contra objetos inmóviles.
- Golpes por objetos o herramientas.
- Sobreesfuerzos.
- Exposición a ambientes pulvígenos.

#### **5.9.3.3 Equipos de protección individual recomendados**

Todo el personal utilizará:

- Casco de seguridad contra choques e impactos, para la protección de la cabeza.
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela antideslizante
- Guantes de trabajo
- Gafas de protección contra ambientes pulvígenos
- Cinturón de banda ancha de cuero para las vértebras dorsolumbares
- Ropa de protección para el mal tiempo

#### **5.9.3.4 Instrucciones de operatividad**

Para levantar una carga hay que aproximarse a ella. El centro de gravedad del hombre debe estar lo más próximo que sea posible y por encima del centro de gravedad de la carga.

El equilibrio imprescindible para levantar una carga correctamente sólo se consigue si los pies están bien situados:

- Enmarcando la carga.
- Ligeramente separados.

- Ligeramente adelantado uno respecto del otro.
- Para levantar una carga el centro de gravedad del operario debe situarse siempre dentro del polígono de sustentación.
- Técnica segura del levantamiento:
- Sitúe el peso cerca del cuerpo.
- Mantenga la espalda plana.
- No doble la espalda mientras levanta la carga
- Use los músculos más fuertes, como son los de los brazos piernas y muslos.

Asir mal un objeto para levantarlo provoca una contracción involuntaria de los músculos de todo el cuerpo. Para mejor sentir un objeto al cogerlo lo correcto es hacerlo con la palma de la mano y la base de los dedos. Para cumplir este principio y tratándose de objetos pesados se puede antes de asirlos prepararlos sobre calzos para facilitar la tarea de meter las manos y situarlas correctamente.

Las cargas deben levantarse manteniendo la columna vertebral recta y alineada.

Para mantener la espalda recta se deben "meter" ligeramente los riñones y bajar ligeramente la cabeza.

El arquear la espalda entraña riesgo de lesión en la columna, aunque la carga no sea demasiado pesada.

La torsión del tronco, sobre todo si se realiza mientras se levanta la carga, puede igualmente producir lesiones.

En este caso, es preciso descomponer el movimiento en dos tiempos: primero levantar la carga y luego girar todo el cuerpo moviendo los pies a base de pequeños desplazamientos.

No bien, antes de elevar la carga, orientarse correctamente en la dirección de marcha que luego tomaremos, para no tener que girar el cuerpo.

## **5.9.4 Medidas de prevención en trabajos eléctricos**

### **5.9.4.1 Objeto**

Los presentes procedimientos tienen por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad referentes a todos aquellos trabajos que implique riesgos eléctricos.

### **5.9.4.2 Instrucciones de operatividad**

#### Instalaciones temporales. Obras.

Estas instalaciones cumplirán con todas las prescripciones de general aplicación, así como la particulares siguientes:

Los conductores aislados utilizados tanto para acometidas como para las instalaciones interiores serán de 1.000 V de tensión nominal como mínimo.

En el origen de toda instalación interior a la llegada de los conductores de acometida, se dispondrá un interruptor diferencial de sensibilidad mínima de 30 mA. Este interruptor podrá estar, además, provisto de los dispositivos de protección contra cortocircuitos y sobrecargas.

#### Cuadros eléctricos

Desde el punto de vista de la seguridad en los trabajos de la obra, las condiciones mínimas que deberán reunir los cuadros eléctricos que se instalen en las mismas, serán:

En el origen de la instalación se dispondrán interruptores diferenciales, cuyas sensibilidades mínimas serán:

- 30 mA. para la instalación de fuerza.
- 30 mA. para la instalación de alumbrado.

Existirán tantos interruptores magnetotérmicos como circuitos se dispongan. Los distintos elementos deben disponerse sobre una placa de montaje de material aislante. El conjunto se ubicará en un armario que cumpla:

Sus grados de estanqueidad contra el agua, polvo y resistencia mecánica contra impactos, tendrán unos índices de protección de, al menos, I.P. 5-4-3 respectivamente.

Su carcasa metálica estará dotada de puesta a tierra.

Dispondrá de cerradura que estará al cuidado del encargado o del especialista que designen.

Las partes activas de la instalación se recubrirán con aislante adecuado.

Las tomas de corriente se ubicarán, preferentemente, en los laterales del armario, para facilitar que éste pueda permanecer cerrado.

En las instalaciones destinadas a obras, los interruptores diferenciales serán de la sensibilidad anteriormente citada cuando las masas de toda la maquinaria esté puesta a tierra y los valores de resistencia de ésta satisfagan lo señalado en la Norma ITC-BT-33. En caso contrario los interruptores diferenciales serán de alta sensibilidad. Esta protección puede establecerse para la totalidad de la instalación o individualmente para cada una de las máquinas o aparatos utilizados.

Las partes activas de toda la instalación, así como las partes metálicas de los mecanismos interruptores, fusibles, tomas de corriente, etc., no serán accesibles sin el empleo de útiles especiales o estarán incluidas bajo cubiertas o armarios que proporcionen un grado similar de inaccesibilidad.

Las tomas de corriente irán previstas de interruptor de corte omnipolar que permita dejarla sin tensión cuando no hayan de ser utilizadas.

La aparamenta y material utilizado presentarán el grado de protección que corresponda a sus condiciones de instalación. Los aparatos de alumbrado portátiles, excepto los utilizados con pequeñas tensiones, serán del tipo protegido contra los chorros de agua.

#### Trabajos en aparatos de BT

Se atenderá a lo establecido en el RD 614/2001. Las maniobras la realizarán trabajadores autorizados.

No se podrá trabajar con elementos en tensión sin la correspondiente protección personal. Cuando se realicen trabajos sin tensión, se comprobará que se han aislado las partes donde se desarrollen (mediante aparatos de seccionamiento) de cualquier posible alimentación. Únicamente se podrá comprobar la ausencia de tensión con verificadores de tensión. No se restablecerá el servicio hasta finalizar los trabajos, comprobando que no exista peligro alguno.

Cuando se realicen tendidos de cables provisionales, se tendrá en cuenta que no sean un riesgo de caídas y electrocuciones para terceros, para lo cual las partes en tensión deben quedar convenientemente protegidas y señalizadas.

#### Trabajos en equipos de AT

Los trabajos en las instalaciones eléctricas deberán realizarse siempre en cumplimiento del anexo II del RD614/2001. El inicio y finalización de los trabajos debe ser comunicado, por escrito, al responsable de los trabajos.

Se prohíbe realizar trabajos en las instalaciones de AT, sin que se hayan adoptado las siguientes medidas:

1. Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión, mediante interruptoras y seccionadoras que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo. Enclavar o bloquear, si son posibles los aparatos de corte.
2. Prevenir cualquier posible realimentación.
3. Reconocer, mediante equipo normalizado para ello, la ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
5. Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo. Proteger frente a elementos próximos en tensión y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Las operaciones y maniobras para dejar sin tensión una instalación deberán realizarlas trabajadores cualificados. Se cumplirá además la normativa de la Compañía Suministradora referente a la operación.

Cuando se trabaje en celdas de protección, queda prohibido abrir o retirar los resguardos de protección de las



celdas antes de dejar sin tensión a los conductores y aparatos contenidos en ellas.

Se prohíbe dar tensión a los conductores y aparatos contenidos en ellas. Se prohíbe dar tensión a los conductores y aparatos situados en una celda, sin cerrarla previamente con el resguardo de protección.

Para trabajos en transformadores y en máquinas en AT, se dejarán primero sin tensión todos los circuitos del secundario y a continuación los del primario. La reposición se hará en orden inverso.

Para trabajar sin tensión en un transformador de intensidad, o sobre los circuitos que alimenta, se dejará previamente sin tensión al primario. Se prohíbe la apertura de los circuitos conectados al secundario estando el primario en tensión, salvo que sea necesario por alguna causa, en cuyo caso deberán cortocircuitarse los bornes del secundario.

#### Trabajos en Proximidad de tensión:

Se atenderá a lo dispuesto en el RD 614/2001 Anexo V referente a los trabajos en proximidad. Antes de iniciar los trabajos un trabajador cualificado determinará la viabilidad del trabajo. Se deberán adoptar las medidas de seguridad necesarias para reducir al mínimo el número de elementos en tensión y las zonas de peligro de los elementos que permanezcan en tensión mediante la colocación de pantallas, barreras, envoltentes, etc. Se deberá limitar eficazmente la zona de trabajo respecto a las zonas de peligro y con el material adecuado. Se informará a los trabajadores de los riesgos existentes.

Cuando las medidas adoptadas no sean suficientes para proteger a los trabajadores frente al riesgo eléctrico, los trabajos serán realizados, una vez tomadas las medidas de delimitación e información, por trabajadores autorizados, o bajo la vigilancia de uno de éstos.

En el desempeño de su función de vigilancia, los trabajadores autorizados deberán velar por el cumplimiento de las medidas de seguridad y controlar, en particular, el movimiento de los trabajadores y objetos en la zona de trabajo, teniendo en cuenta sus características, sus posibles desplazamientos accidentales y cualquier otra circunstancia que pudiera alterar las condiciones en que se ha basado la planificación del trabajo.

#### Trabajos en Tensión:

Para realizar un trabajo en tensión, se atenderá a lo dispuesto en el R.D.614/2001-Anexo III.

Los Trabajos en tensión deberán ser realizados por trabajadores cualificados siguiendo un procedimiento previamente estudiado y, cuando su complejidad o novedad lo requiera, ensayado sin tensión. El método de trabajo y los equipos y los materiales deberán asegurar la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico, garantizando, en particular, que el trabajador no pueda contactar accidentalmente con cualquier otro elemento a potencial distinto del suyo. Los equipos y los materiales para la realización de trabajos en tensión se elegirán, de entre los concebidos para tal fin, teniendo en cuenta las características del trabajo.

Toda persona que deba intervenir en trabajos en tensión deberá estar acreditada por un organismo homologado, esto es, provista del Carné de Habilidad expedido por su empresa que acredite su capacitación y autorización para la ejecución de dichos trabajos. La habilitación del personal es el proceso de selección, formación teórica-práctica, pruebas de conocimientos y aptitudes y reconocimientos requeridos para la obtención del Carné de Habilidad.

La zona de trabajo deberá señalizarse y delimitarse adecuadamente. Las medidas preventivas deberán tener en cuenta las posibles condiciones ambientales desfavorables y el trabajo se efectuará bajo la dirección y vigilancia de un jefe de trabajo, que será el trabajador cualificado que asume la responsabilidad directa del mismo; si la amplitud de la zona de trabajo no le permite una vigilancia adecuada, deberá requerir la ayuda de otro trabajador cualificado.

#### Maniobras, mediciones, ensayos y verificaciones.

Se atenderá a lo establecido en el R.D. 614/2001- Anexo IV y a lo establecido en las normas de la Compañía Suministradora (Operación, Maniobras y Descargos en AT y MT).

Las maniobras locales y las mediciones ensayos y verificaciones sólo podrán ser realizadas por trabajadores autorizados en BT y por trabajadores cualificados en AT, pudiendo ser éstos auxiliados por trabajadores autorizados, bajo su supervisión y control.

El método de trabajo empleado y los equipos y los materiales de trabajo y de protección utilizados deberán

proteger al trabajador frente al riesgo de contacto eléctrico, arco eléctrico, explosión o proyección de los materiales.

En maniobras locales con interruptores o seccionadores:

El método de trabajo empleado debe prever los defectos razonablemente posibles de los aparatos, como la posibilidad de que se efectúen maniobras erróneas.

En las mediciones, ensayos y verificaciones:

1. En los casos en que sea necesario retirar algún dispositivo de puesta a tierra colocado en las operaciones realizadas para dejar sin tensión la instalación, se tomarán las precauciones para evitar la alimentación intempestiva de la misma.
2. Cuando sea necesario utilizar una fuente de tensión exterior, se tomarán las precauciones para asegurar que:
3. La instalación no puede ser realimentada por otra fuente de tensión distinta de la prevista. Los puntos de corte tienen un aislamiento suficiente para resistir la aplicación simultánea de la tensión de ensayo por un lado y la tensión de servicio por el otro.
4. Se adecuarán las medidas de prevención tomadas frente al riesgo eléctrico, cortocircuito o arco eléctrico al nivel de tensión utilizado.

### **5.9.5 Orden y limpieza**

#### **5.9.5.1 Objeto**

El presente procedimiento tiene por objeto definir y establecer las recomendaciones de seguridad referentes al orden y limpieza en el puesto de trabajo.

#### **5.9.5.2 Instrucciones de operatividad**

Las zonas de paso, salidas y vías de circulación de los lugares de trabajo y, en especial, las salidas y vías de circulación previstas para la evacuación en casos de emergencia, deberán permanecer libres de obstáculos de forma que sea posible utilizarlas sin dificultades en todo momento.

Los lugares de trabajo, incluidos los locales de servicio, y sus respectivos equipos e instalaciones, se limpiarán periódicamente y siempre que sea necesario para mantenerlos en todo momento en condiciones higiénicas adecuadas. A tal fin, las características de los suelos, techos y paredes serán tales que permitan dicha limpieza y mantenimiento.

Las operaciones de limpieza no deberán constituir por sí mismas una fuente de riesgo para los trabajadores que las efectúen o para terceros, realizándose a tal fin en los momentos, de la forma y con los medios más adecuados.

Los lugares de trabajo y, en particular sus instalaciones, deberán ser objeto de un mantenimiento periódico, de forma que sus condiciones de funcionamiento satisfagan siempre las especificaciones del proyecto, subsanándose con rapidez las deficiencias que puedan afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

Se deben especificar métodos para el apilamiento seguro de los materiales, debiendo tener en cuenta la altura de la pila, carga permitida por metro cuadrado, ubicación, etc.

Para el apilamiento de objetos pequeños debe disponerse de recipientes que, además de facilitar el apilamiento, simplifiquen el manejo de dichos objetos.

Para el manejo apilamiento de materiales deben emplearse medios mecánicos, siempre que se pueda.

Cada empleado es responsable de mantener limpia y ordenada su zona de trabajo y los medios de su uso, a saber: equipo de protección individual y prendas de trabajo, armarios de ropas y prendas de trabajo, herramientas, materiales y otros, asignados especifican a su custodia.

No deben almacenarse materiales de forma que impidan el libre acceso a los extintores de incendios.

Los materiales almacenados en gran cantidad sobre pisos deben disponerse de forma que el peso quede uniformemente repartido.

Todas las herramientas de mano, útiles de máquinas, etc., deben mantenerse siempre perfectamente ordenados y para ello han de disponerse soportes, estantes, etc.

Los empleados no pueden considerar su trabajo terminado hasta que las herramientas y medios empleados, resto de equipos y materiales utilizados y los recambios inutilizados, estén recogidos y trasladados al almacén o montón de desperdicios, dejando el lugar y área limpia y ordenada.

Las herramientas, medios de trabajo, materiales, suministros y otros equipos nunca obstruirán los pasillos y vías de comunicación dejando aislada alguna zona.

Se puede prever con anticipación la cantidad de desperdicios, recortes y desechos y considerar los lugares donde se reducirán, a fin de tomar las medidas necesarias para retirarlos a medida que se vayan produciendo.

Los desperdicios (vidrios rotos, recortes de material, trapos, etc.) se depositarán en los recipientes dispuestos al efecto. o se verterán en los mismos líquidos inflamables, colillas, etc.

Simples botes o bandejas de hojalata con serrín, colocados en los lugares donde las máquinas o las transmisiones chorrean aceite o grasa, así como salpicaderos y bandejas, evitan las condiciones peligrosas que pueden producir lesiones graves por caídas.

Los derrames de líquido (ácidos, aceites, grasas, etc.) se limpiarán inmediatamente, una vez eliminada la causa de su vertido, sea cierre de fuga, aislamiento de conducción, caída de envase u otros

Los residuos inflamables como algodones de limpieza trapos papeles restos de madera recipientes metálicos contenedores de grasas o aceites y similares, se meterán en recipientes de basura metálicos y tapados.

Todo clavo o ángulo saliente de una tabla o chapa se eliminará doblándolo cortándolo o retirándolo del suelo o paso.

Las áreas de trabajo y servicios sanitarios comunes a todos los empleados serán usados en modo que se mantengan en perfecto estado.

Como líquidos de limpieza o desengrasado se emplearán preferentemente detergentes. En los casos en que sea imprescindible limpiar o desengrasar con gasolina u otros derivados del petróleo, estará prohibido fumar

El empleo de colores claros y agradables en la pintura de la maquinaria ayudará mucho a la conservación y al buen mantenimiento.

Una buena medida es pintar de un color las partes fijas de la máquina y de otro más llamativo, las partes que se mueven. De esta forma el trabajador se aparta instintivamente de los órganos en movimiento que le puedan lesionar.

Es frecuente encontrar las paredes, techos, lámparas y ventanas ennegrecidos por la suciedad que se va acumulando. Esto hace disminuir la luminosidad del local y aumenta en consecuencia el riesgo de accidente. Además, un lugar sucio y desordenado resulta triste y deprimente e influye negativamente en el ánimo y el rendimiento de los trabajadores.

## **5.9.6 Equipos de proteccion**

### **5.9.6.1 Objeto**

A continuación se detallan las recomendaciones de seguridad y salud referentes a los equipos de protección que se encuentran en las obras. Los equipos de protección colectiva suelen ser barreras artificiales provisionales, intercalados entre superficie de trabajo y suelo, con el fin de evitar la caída de trabajadores y materiales.

### **5.9.6.2 Equipos de protecciones personales**

#### 1. Protecciones de la cabeza:

Cascos para todas las personas que participen en la obra, incluidos visitantes. Estos cascos irán marcados con las siglas CE indicando la función a que van destinados así como el aislamiento eléctrico.

Protecciones auditivas en zonas de alto nivel de ruido

Pantalla de protección para trabajos de soldadura eléctrica.

Pantalla facial inactiva: Es obligatorio para toda persona que realice un trabajo que encierre un riesgo de arco eléctrico.

Gafas en trabajos con riesgo de accidente ocular, tal como: proyecciones de partículas materiales, polvos y humos, sustancias gaseosas irritantes, cáusticas o tóxicas, salpicaduras de líquidos, en trabajos de obra civil (revestimientos, morteros, perforaciones, picado), pintura, manipulación de productos corrosivos, limpieza con productos corrosivos, soplado con aire comprimido, empleo de arena, utilización de pistolas clavadoras, etc.

Máscaras filtrantes: Se recomienda para todos los trabajos que provoquen nubes de polvo.

## 2. Protecciones de extremidades superiores:

Guantes de cuero y anticorte para manejo de materiales y objetos. Es obligatorio en los siguientes trabajos: eslingado y manipulación de materiales, montaje de piezas pesadas o que tengan aristas agudas, etc.

Guantes dieléctricos para trabajos en tensión. Estos serán homologados según norma Técnica reglamentaria MT-4. Cada guante deberá llevar en sitio visible un sello con la inscripción Ministerio de Trabajo, fecha y clase.

Guantes cuero soldador.

Guantes ignífugos de protección térmica. Estos se usarán bajo los guantes aislantes.

Guantes de protección contra los productos químicos (en función del producto químico a manipular).

Las herramientas manuales para trabajos en baja tensión estarán homologadas según la norma técnica reglamentaria MT-26 sobre aislamiento de seguridad de las herramientas manuales para trabajos eléctricos en baja tensión.

## 3. Protecciones de extremidades inferiores:

Calzado de seguridad de clase III homologado.

Cubre calzado para manipulación de piraleno.

Botas de trabajo contra agresivos químicos. Especialmente indicadas en aquellos trabajos en los que se manipulen álcalis, ácidos, cloro, amoníaco o cualquier otro producto corrosivo. Deberán utilizarse siempre con calcetines, para evitar rozaduras.

## 4. Protecciones del cuerpo:

Arnés de seguridad para trabajos con riesgo de caídas de altura, hundimientos y desprendimientos o en el acceso a lugares que puedan tener riesgo de asfixia. Es obligatorio en trabajos a más de 2 m de altura, cuando se trabaje a alturas inferiores a 2 m de altura y exista riesgo de accidente, se utilizará según los casos y se dispondrán las protecciones más adecuadas. Un arnés de seguridad debe llevar todos los accesorios necesarios para la ejecución del trabajo, tales como cuerda de sujeción y, si procede, amortiguador de caídas.

Estos accesorios deben ser verificados antes de su uso, al igual que el sistema anticaídas, revisando particularmente el reborde de los agujeros previstos para el paso del hebijón de la hebilla.

Se comprobará que los ensamblajes son sólidos, que no están rotos los hilos de las costuras, que los remaches, si los hay, no están en mal estado; que las hebillas y anillos no están deformados y no presentan síntomas de rotura. Además, deben ser mantenidos en perfecto estado de limpieza.

## **5.10 RESUMEN DE PRESUPUESTO DE ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**

En este tipo de proyectos, se debe adjuntar un presupuesto de estudio de seguridad y salud, como en el capítulo de mediciones y presupuestos, nos hemos servido de la herramienta presto para llevarlo a cabo:

# RESUMEN DE PRESUPUESTO

Franicso Javier Becerra Valenzuela

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
01	EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL.....	265.000,00	22,18
02	PROTECCIONES COLECTIVAS.....	280.000,00	23,43
03	SEÑALIZACION.....	130.000,00	10,88
04	INSTALACIONES PROVISIONALES.....	200.000,00	16,74
05	VIGILANCIA DE LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS.....	170.000,00	14,23
06	FORMACIÓN EN OBRA.....	150.000,00	12,55
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		1.195.000,00	
13,00% Gastos generales.....		155.350,00	
6,00% Beneficio industrial.....		71.700,00	
SUMA DE G.G. y B.I.		227.050,00	
21,00% I.V.A.....		298.630,50	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		1.720.680,50	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		1.720.680,50	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de UN MILLÓN SETECIENTOS VEINTE MIL SEISCIENTOS OCHENTA EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS

, a 14 de mayo de 2018.

El promotor

La dirección facultativa



# 6 PLANOS

---

*“Los que renuncian son mas numerosos que los que fracasan “*

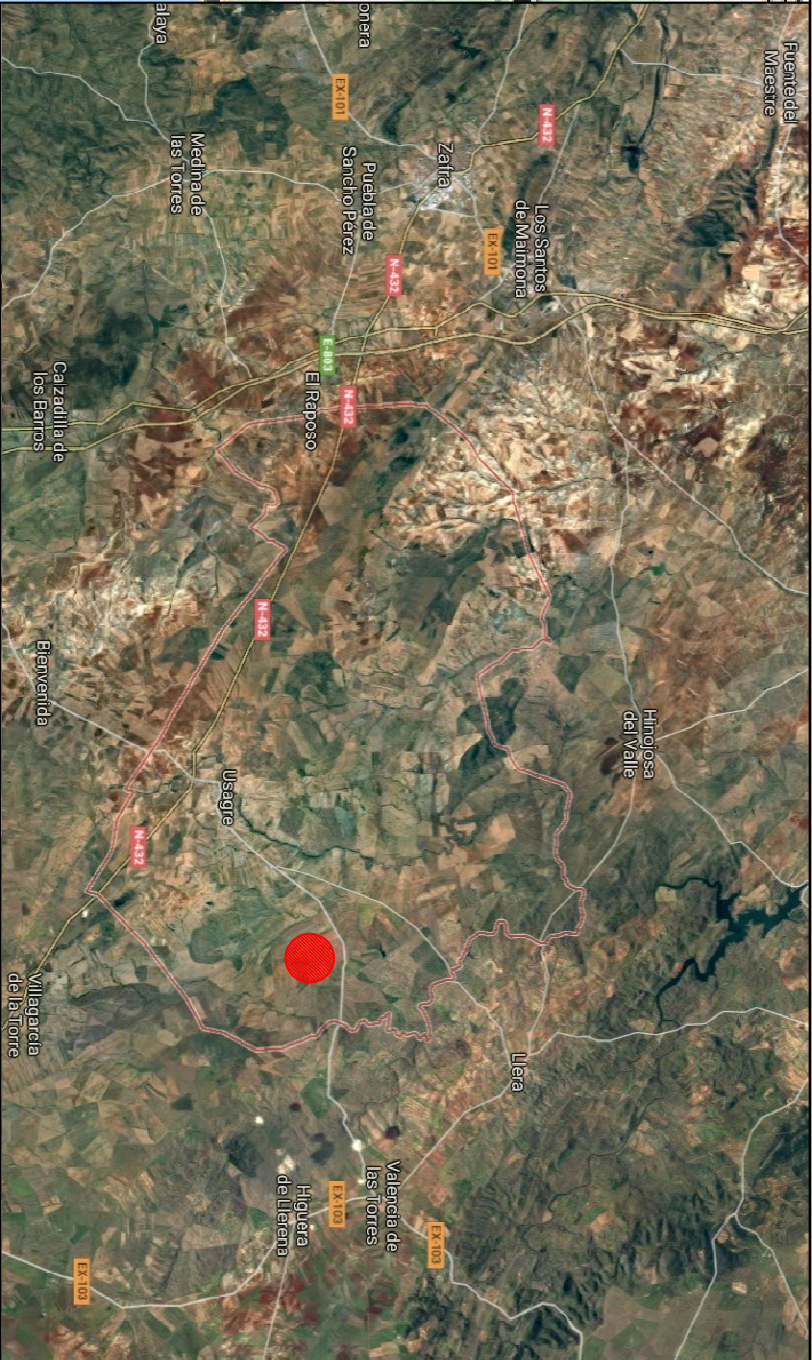
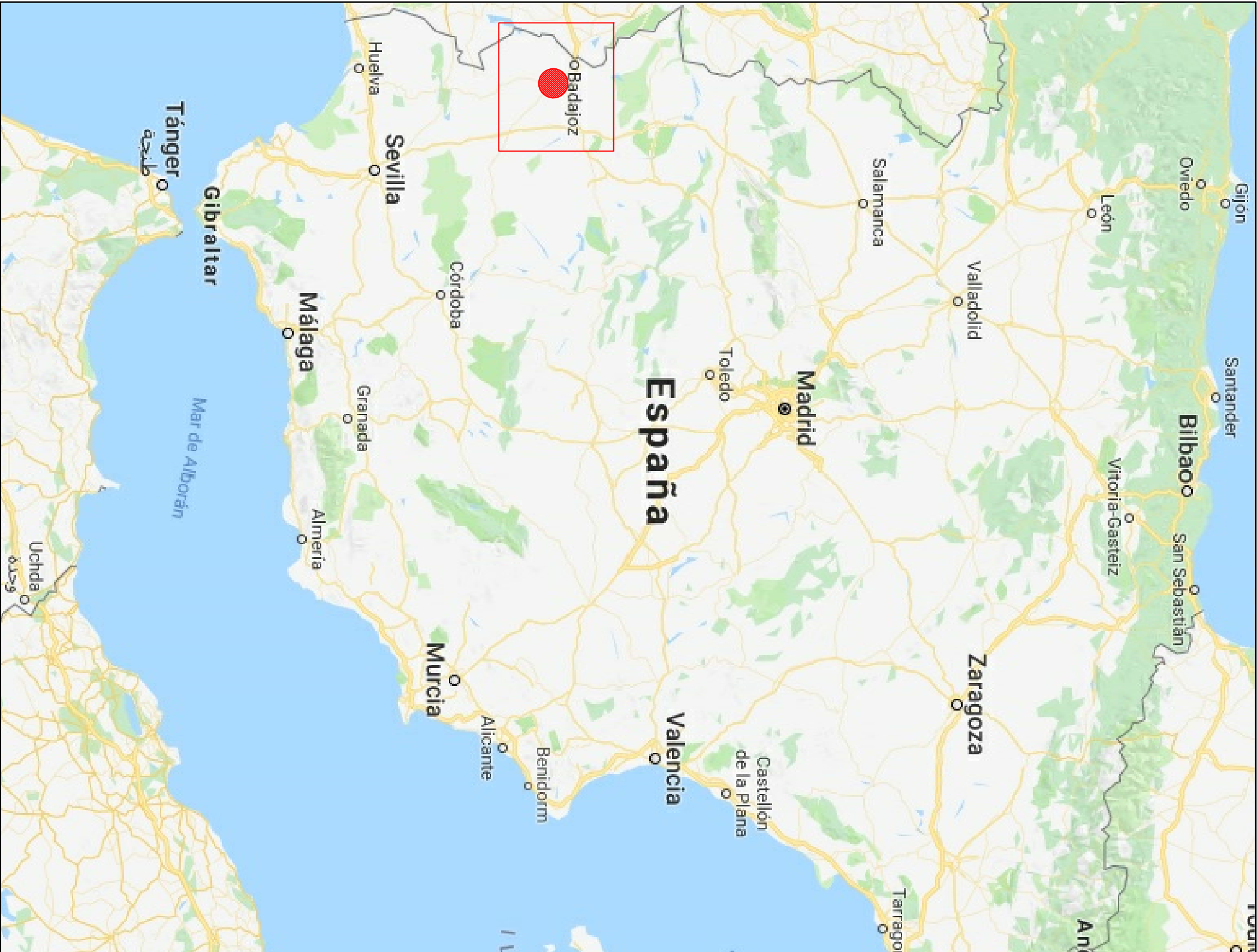
Henry Ford

En este capítulo se recogen los planos del proyecto realizados con la licencia de estudiante de AUTOCAD 2018, los cuales se recogen en el siguiente índice:

## 6.1 PLANOS DEL PROYECTO

1. Plano de situación
2. Plano general de planta
3. Plano acometida DC
4. Plano acometida AC
5. Plano PAT
6. Plano motores auxiliares
7. Plano diagrama unifilar seguidor solar tipo 1
8. Plano diagrama unifilar seguidor solar tipo 2
9. Plano diagrama unifilar seguidor de 2,2 MW
10. Plano diagrama unifilar de MT
11. Plano diagrama unifilar de servicios auxiliares
12. Plano zanja de MT
13. Plano zanja de BT





		Fecha y firmas	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOZ
Apellido 1º	BECERRA	15 / 05 / 2018	
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala	-	PLANO DE SITUACIÓN	
Nº 1			
Sustituye a:			
		Sustituido por:	



Central Fotovoltaica de 52,8 MW en la provincia de Badajoz

Configuración de la planta

Nº de paneles solares Trina Solar 340 Wp	175104
Nº de estaciones de media tensión SMA	24
Nº de seguidores solares STI HI1250	288
Nº de subsistemas de 2,2 MW	24
Nº total de series	9216
Potencia nominal de la planta	52,8 MW
Potencia pico de la planta	59,62 MW

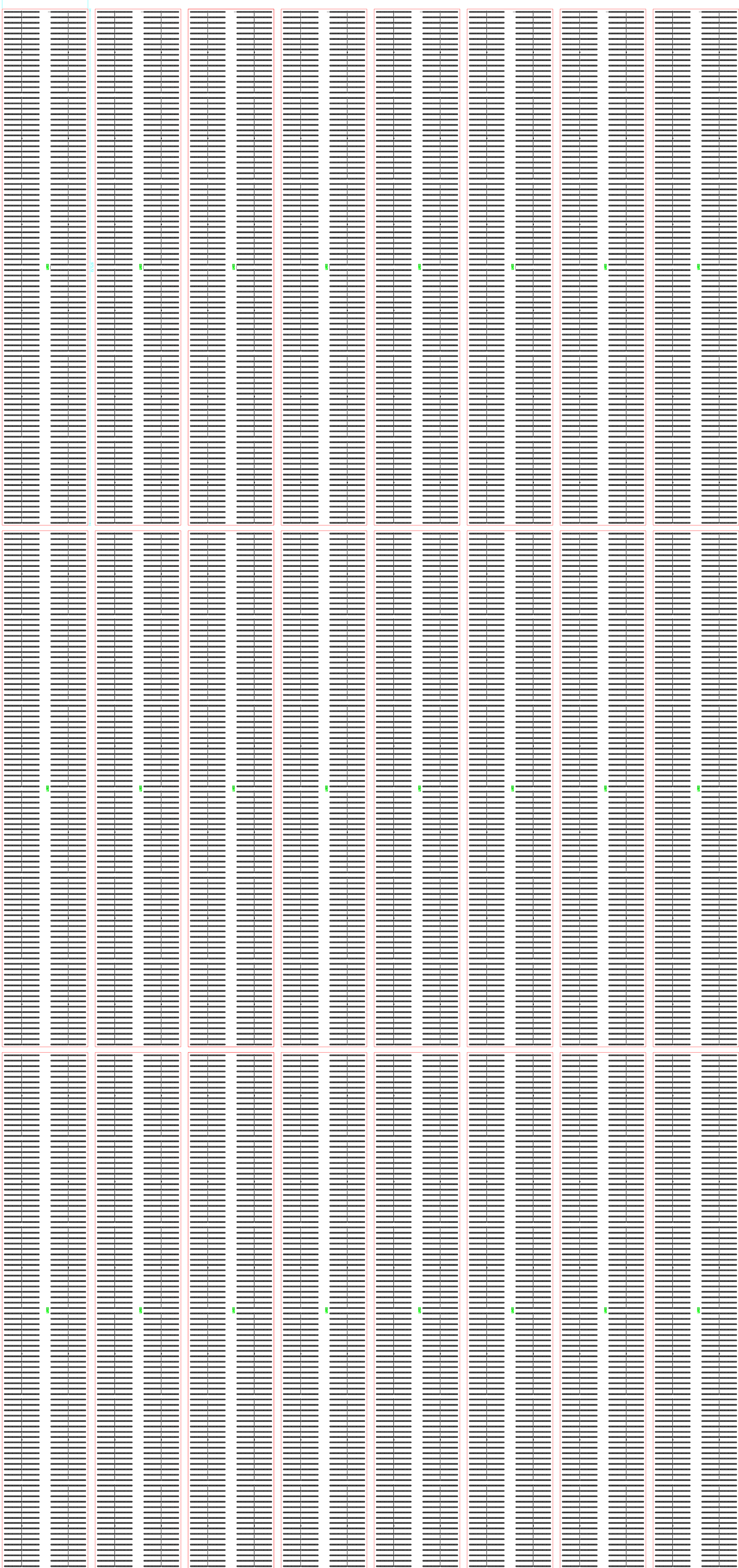
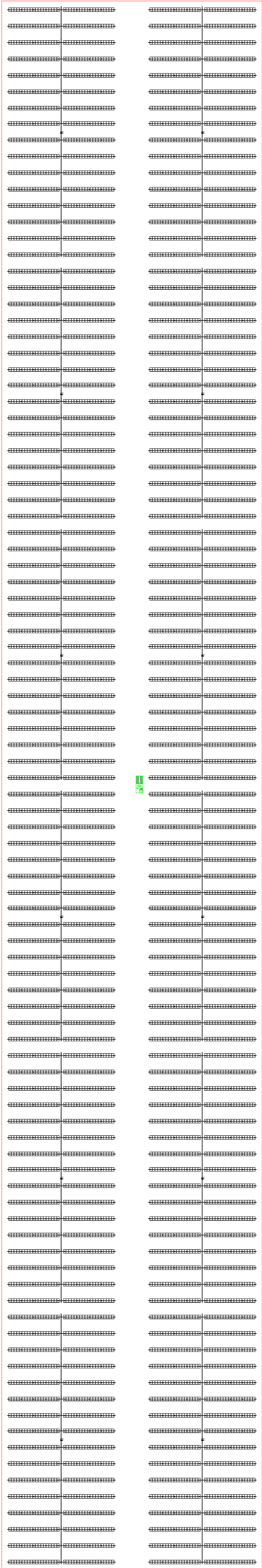
Configuración del Subsistema de 2,2 MW

Potencia nominal del inversor	2,2 MW
Potencia pico del subsistema	2,48 MWp
Potencia pico del panel solar	340 Wp
Nº de inversores	1
Nº de paneles solares	7296
Nº de seguidores	12
Nº de series por inversor	384
Dimensiones	573,72 m x 95,36 m

LEYENDA

- Seguidor
- Estación de MT
- Estación de Salida y Control
- Perímetro
- Parcela de 2,2 MW

SUBSISTEMA DE 2,2 MW



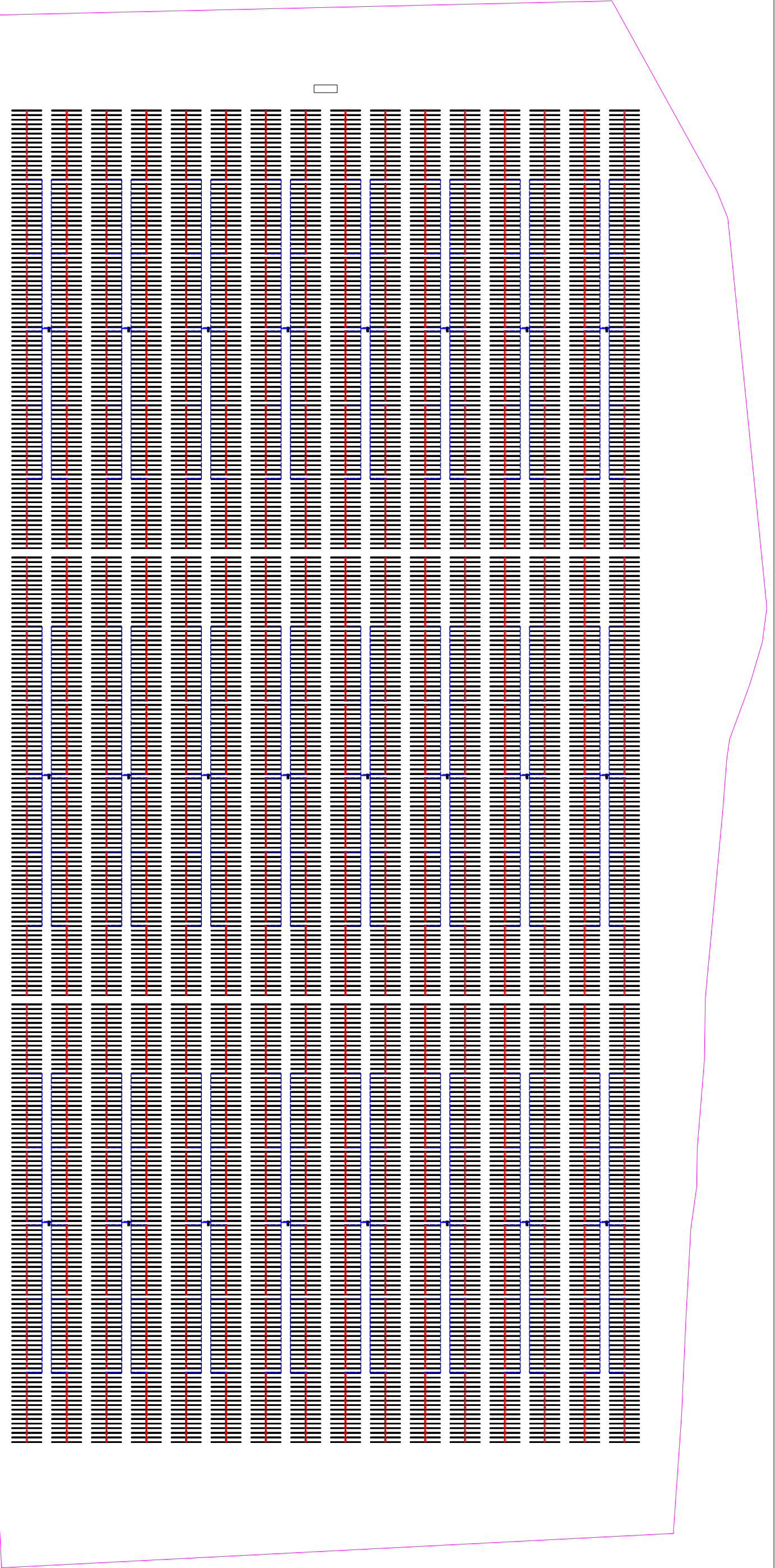
S

Proyecto 1º	REDEREA	Fecha / Firma	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOZ
Proyecto 2º	VALENCIJA	16 / 05 / 2018	
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala			

PLANO GENERAL DE PLANTA

1:2000	Nº 2	Señalar al
Escalado por:		





LEYENDA

Cableado DC paneles-CB



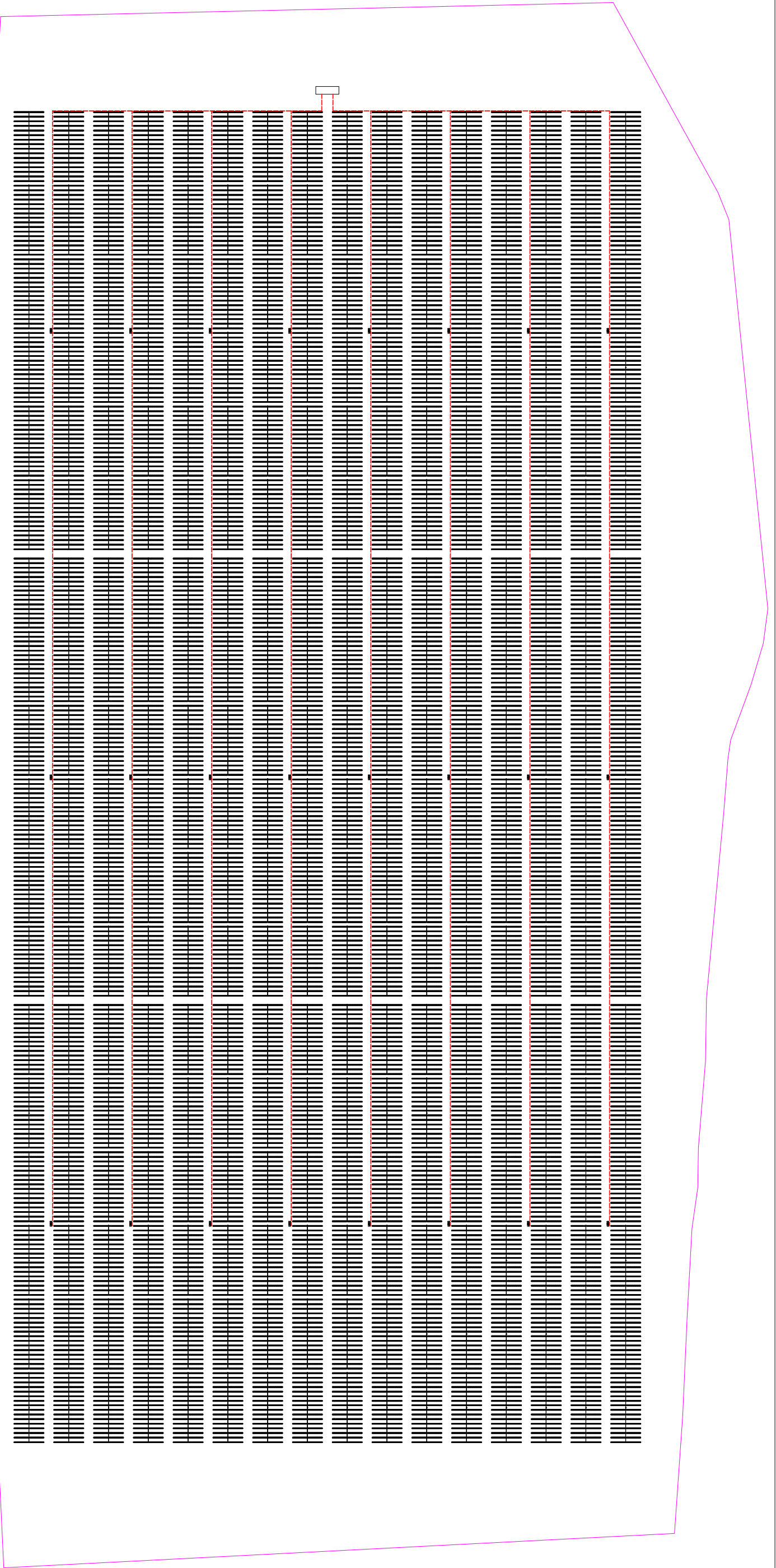
Cableado DC CB-inversores



Arquetas BT



		Fecha y firmas	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOS
Apellido 1º	BECERRA	16 / 05 / 2018	
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala 1:5500	PLANO GENERAL DE PLANTA ACOMETIDA DC		Nº 3
			Sustituye a:
			Sustituido por:

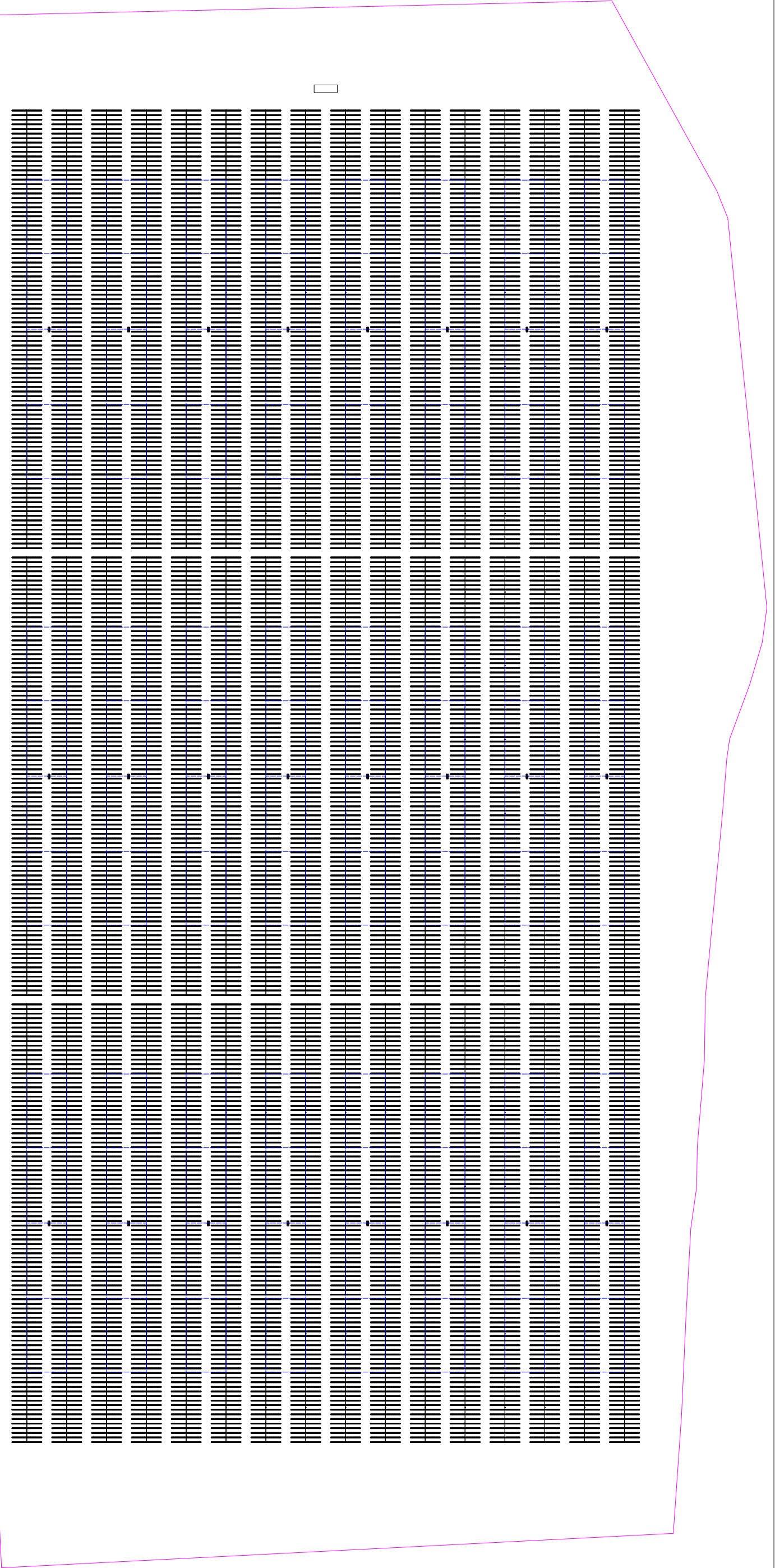


LEYENDA

Cableado AC-Media tensión



		Fecha y firmas	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOS
Apellido 1º	BECERRA	16 / 05 / 2018	
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala 1:5500	PLANO GENERAL DE PLANTA ACOMETIDA AC		
		Sustituye a:	
		Sustituido por:	



LEYENDA

Cableado PAT

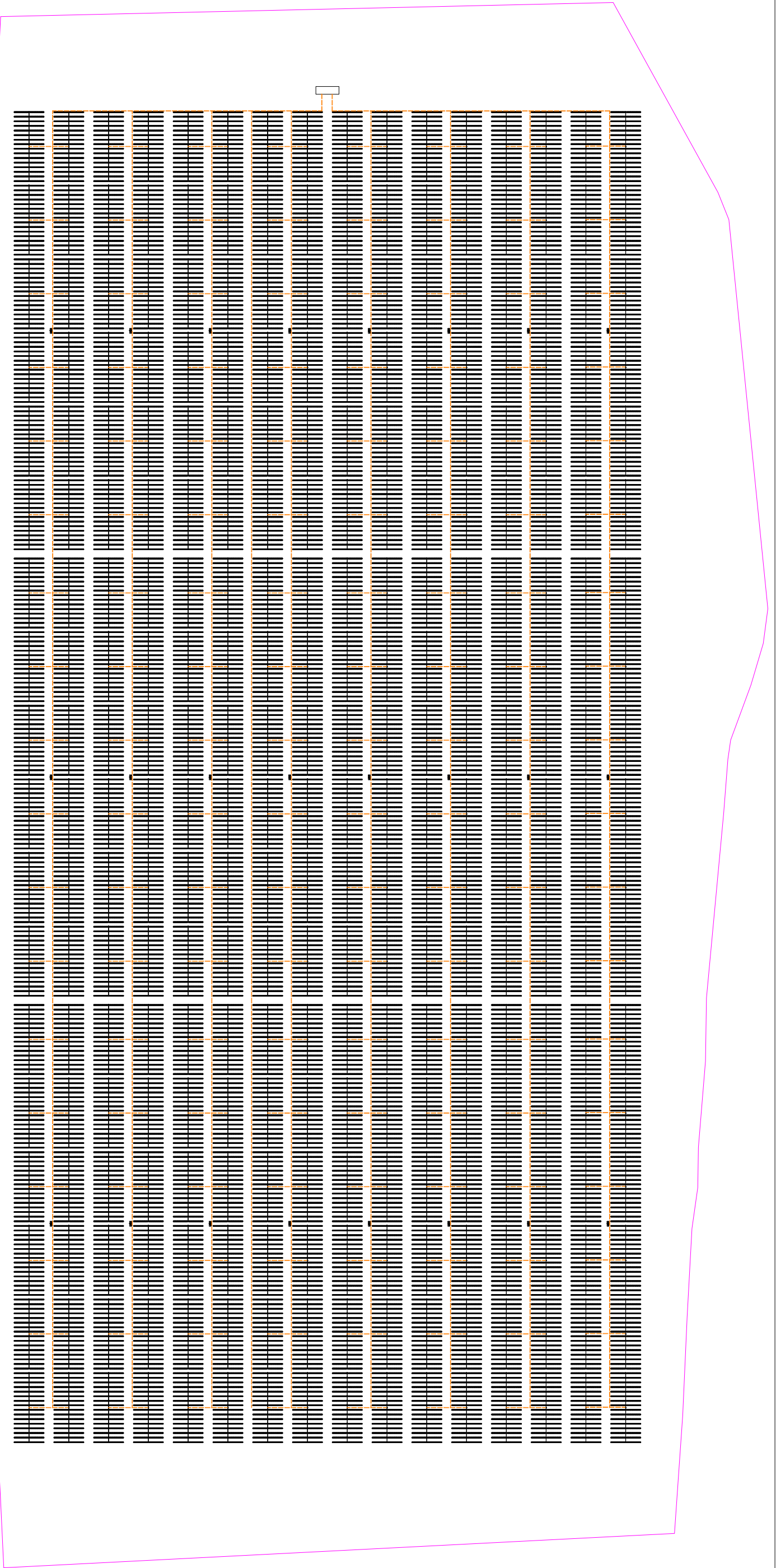


Electrodo



		Fecha y firmas	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOS
Apellido 1º	BECERRA	16 / 05 / 2018	
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala 1:5500	PLANO GENERAL DE PLANTA PAT		Nº 5
			Sustituye a:
			Sustituido por:



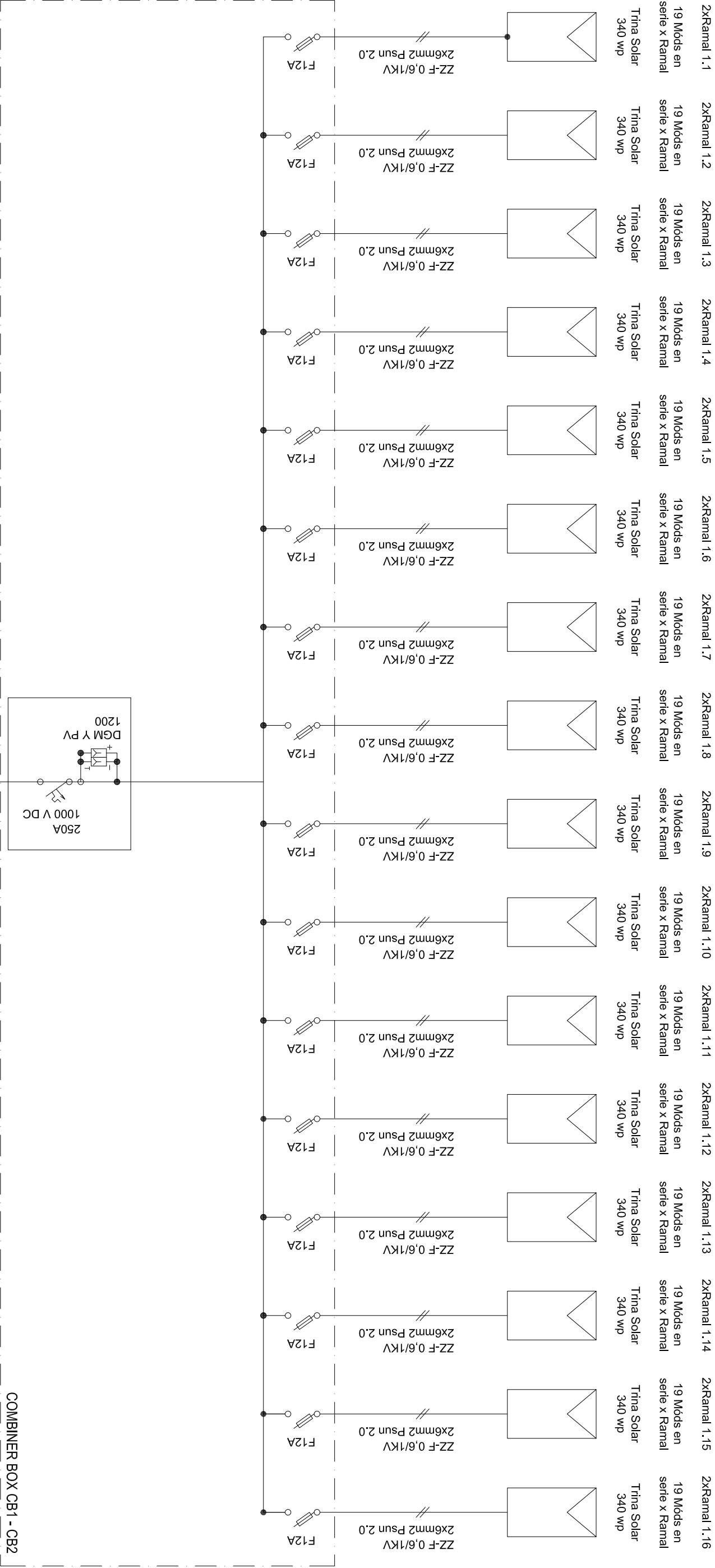


LEYENDA

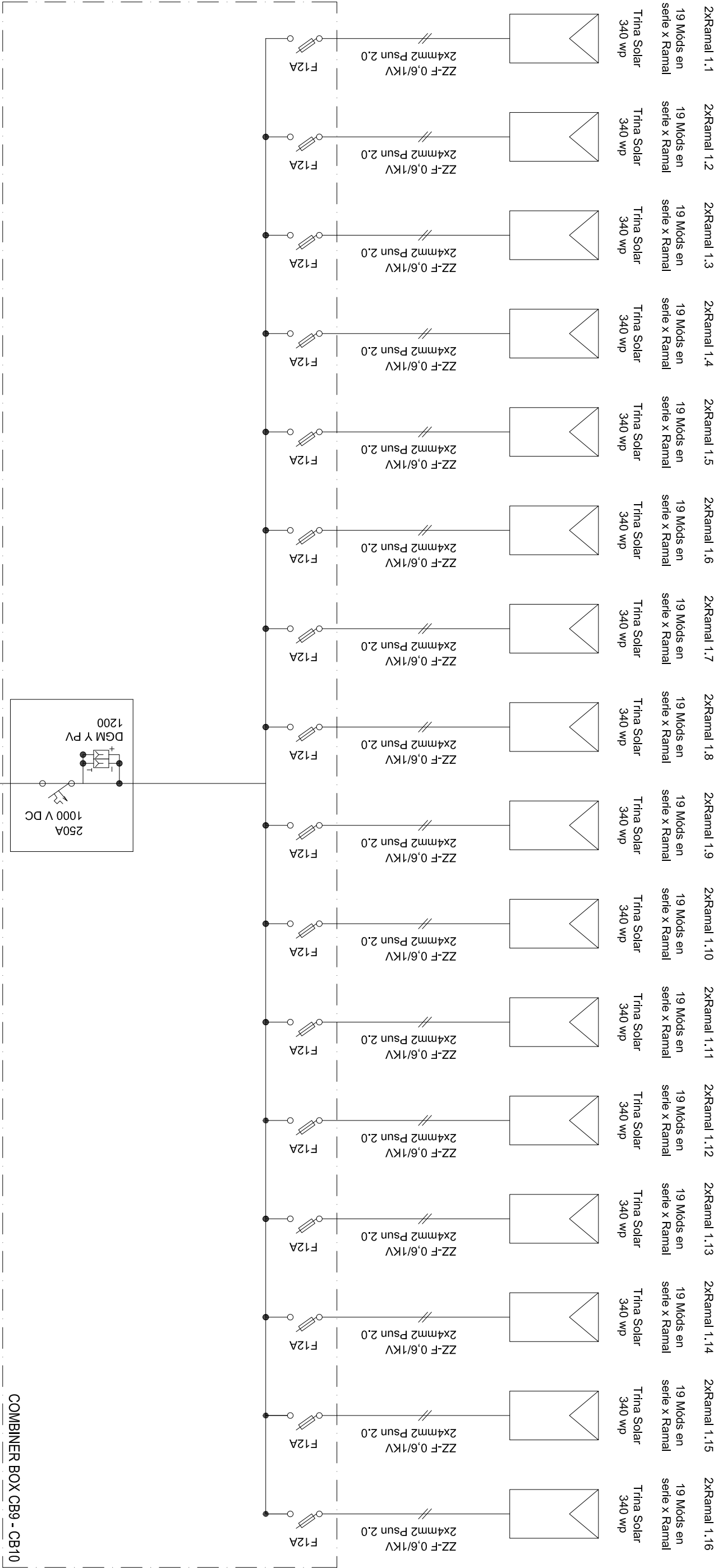
Cableado Motores auxiliares



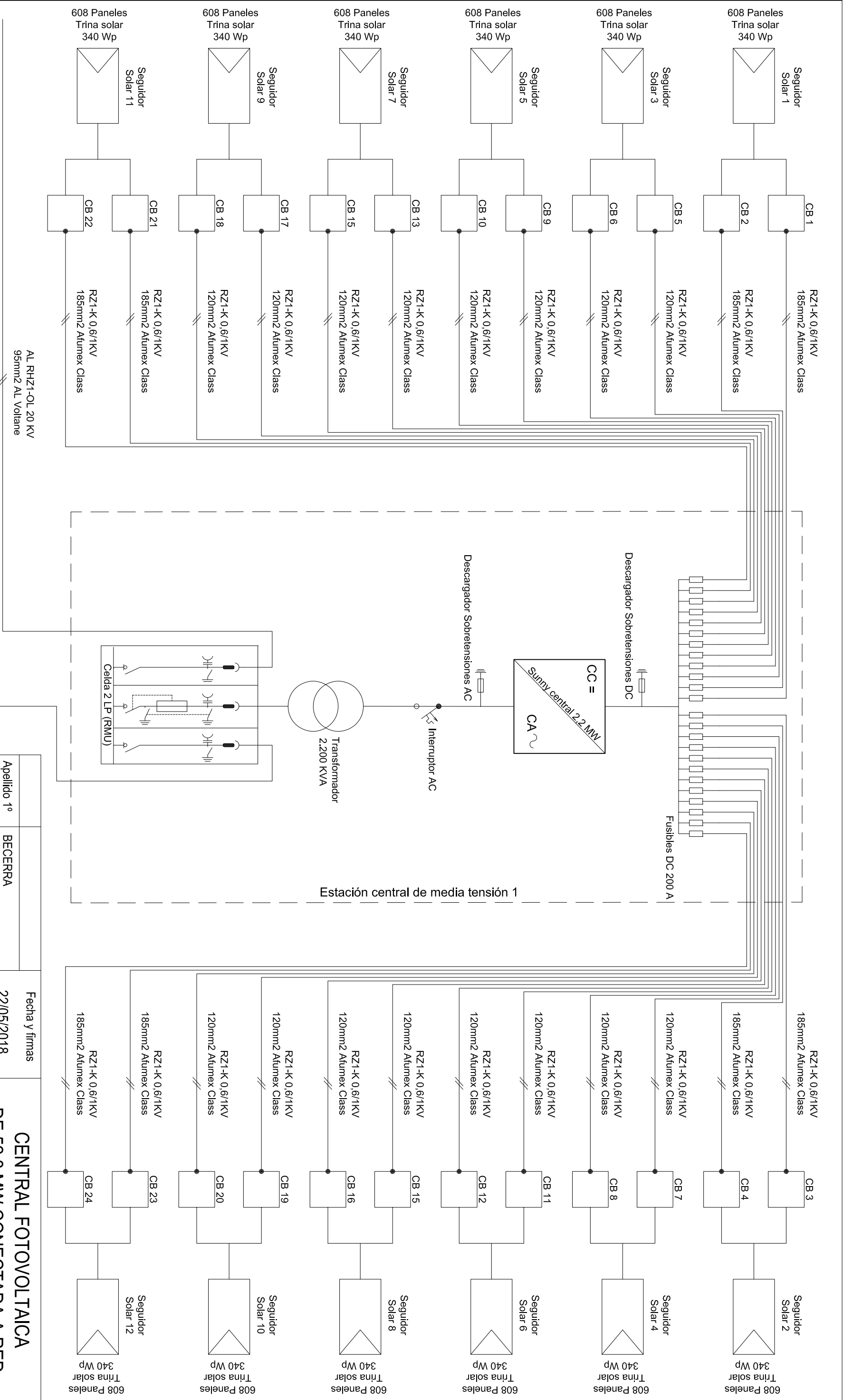
		Fecha y firmas	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOS
Apellido 1º	BECERRA	16 / 05 / 2018	
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala 1:5500	PLANO GENERAL DE PLANTA CABLEADO MOTORES AUXILIARES		
Nº 6			
Sustituye a:			
Sustituido por:			



		Fecha y firmas		CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOS
Apellido 1º		BECERRA		
Apellido 2º		VALENZUELA		
Nombre		FRANCISCO JAVIER		
Escala		Nº 7		
DIAGRAMA UNIFILAR SEGUIDOR SOLAR				
TIPO 1				
Sustituye a:				
Sustituido por:				



	Fecha y firmas		CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOS
Apellido 1º	BECERRA		
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala	DIAGRAMA UNIFILAR SEGUIDOR SOLAR TIPO 2		
Nº 8		Sustituye a:	
		Sustituido por:	

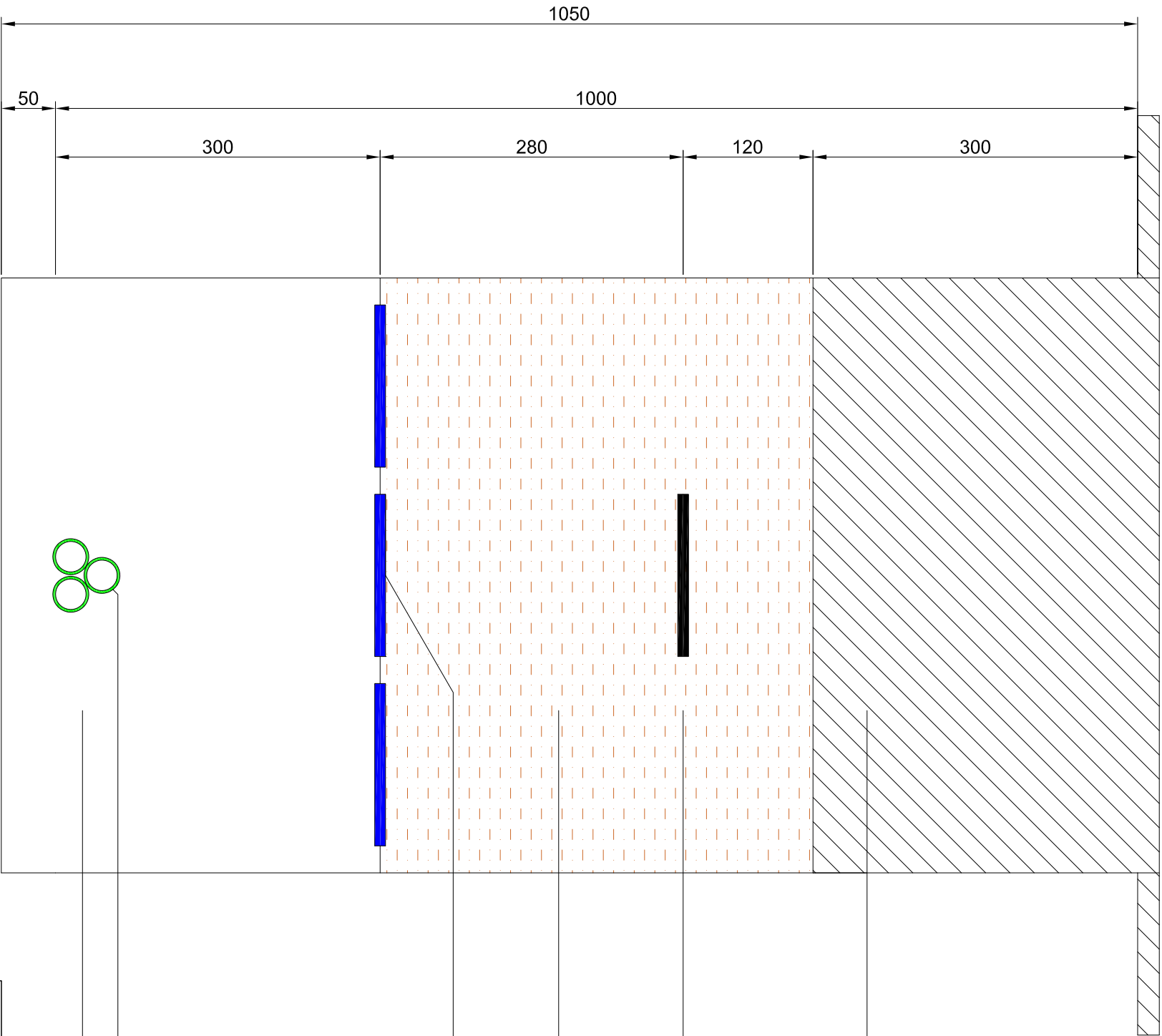


		Fecha y firmas		CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN BADAJOZ
Apellido 1º	BECERRA	22/05/2018		
Apellido 2º	VALENZUELA			
Nombre	FRANCISCO JAVIER			
Escala	DIAGRAMA UNIFILAR SUBSISTEMA POTENCIA 2,2 MW			
				Nº 9
				Sustituye a:
				Sustituido por:









ACABADOS SUPERFICIALES

CINTA SEÑALIZACIÓN PE

CAPAS DE TIERRA (O SIMILAR) COMPACTADAS

PLACAS PROTECTORAS DE PE

CABLE AL VOLTANE H12/20KV 3x1x240mm2  
LECHO DE ARENA

		Fecha y firmas	CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 52,8 MW CONECTADA A RED EN LA PROVINCIA DEBADAJOZ
Apellido 1º	BECERRA	16 / 05 / 2018	
Apellido 2º	VALENZUELA		
Nombre	FRANCISCO JAVIER		
Escala	-	ZANJA DE MEDIA TENSIÓN	
		Nº 12	
		Sustituye a:	
		Sustituido por:	





# REFERENCIAS

---

- [1] J. F. G. G. Manuel Calderón Godoy, Apuntes Generación Eléctrica con Energías Renovables, Badajoz, 2014.
- [2] Acciona, «Acciona,» [En línea]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>. [Último acceso: 1 4 2018].
- [3] Sitiosolar, «Sitiosolar,» [En línea]. Available: <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>. [Último acceso: 2 4 2018].
- [4] Solar-energia, «Solar-energía,» [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/definiciones/efecto-fotovoltaico.html>. [Último acceso: 2018 4 2].
- [5] I. L. Bravo, Teoría y Problemas "Instalaciones Fotovoltaicas", Sevilla, 2017.
- [6] G. Imagenes, «Google,» [En línea]. Available: <https://www.google.es/imghp?hl=es&tab=wi>. [Último acceso: 5 5 2018].
- [7] IRENA, «Internacional Renewable Energy Agency,» [En línea]. Available: <http://www.irena.org/>. [Último acceso: 6 4 2018].
- [8] A. E. d. l. energía, «agenex,» [En línea]. Available: <http://www.agenex.net/es/>. [Último acceso: 2018 5 10].
- [9] SMA, «SMA,» [En línea]. Available: <https://www.sma.de/es.html>. [Último acceso: 8 5 2018].
- [10] T. Solar, «Trina solar,» [En línea]. Available: <https://www.trinasolar.com/es>. [Último acceso: 26 7 2018].
- [11] S. Norland, «Sti Norland,» [En línea]. Available: <https://www.stinorland.com/es>. [Último acceso: 27 7 2018].
- [12] S. C. Systems, «Sico Control Systems,» [En línea]. Available: <https://www.sicocv.es/>. [Último acceso: 6 6 2018].
- [13] P. Group, «Prysmian Group,» [En línea]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/>. [Último acceso: 5 4 2018].
- [14] D. Electric, «Df Electric,» [En línea]. Available: <http://www.df-sa.es/es/>. [Último acceso: 5 5 2018].
- [15] Telergon, «Telergon,» [En línea]. Available: <http://www.telergon.es/Telergon/index.aspx?lang=en-GB>. [Último acceso: 5 5 2018].
- [16] DEHN, «DEHN,» [En línea]. Available: <https://www.dehn.es/es>. [Último acceso: 6 5 2018].

- 
- [17] Ormazabal, «Ormazabal,» [En línea]. Available: <https://www.ormazabal.com/es>. [Último acceso: 6 5 2018].
- [18] Autor, «Este es el ejemplo de una cita,» *Tesis Doctoral*, vol. 2, nº 13, 2012.
- [19] O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.
- [20] Sitiosolar, «SitioSolar,» [En línea]. [Último acceso: 2 4 2018].
- [21] Reglamento electrotécnico de Baja Tension, 2004.





## A.1 Comunicación, monitorización y control de la central fotovoltaica

En este anexo se profundizara sobre un tema muy relevante en las centrales fotovoltaicas actuales, las comunicaciones. Las plantas solares fotovoltaicas necesitan contar con un sistema de comunicaciones que permita la monitorización continua del funcionamiento de los diferentes equipos así como el control remoto de los mismos.

En este anexo se llevara a cabo la descripción del diseño del sistema comunicaciones, los elementos principales que participan en las misma y el protocolo de comunicación usado en la instalación.

### DISEÑO DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

#### Consideraciones generales en el diseño

En todo diseño de un sistema de comunicaciones se deben tener en cuenta numerosos factores a la hora de escoger una solución a implementar.

Uno de los factores determinantes en la elección de una solución óptima del sistema de comunicación es la forma de implementar dicho sistema, es decir, si el diseño se realiza para una planta que todavía no ha sido construida o si por el contrario ya existe la planta y se va a instalar el sistema de comunicaciones a posteriori. En este último caso podría ser que la planta sea de nueva construcción y la compañía propietaria de la planta haya decidido diseñar el sistema de comunicación a posteriori, o podría ocurrir que la planta no sea de nueva construcción y ya contase con su sistema de comunicación y hubiese que modificarlo o sustituirlo por otro de funcionamiento completamente distinto para aumentar su fiabilidad y rendimiento.

Las ventajas de diseñar un sistema de comunicaciones para una planta ya construida son la disponibilidad del escenario real para realizar las mediciones que se estimen oportunas y la seguridad de que no se realizarán modificaciones en la distribución de equipamiento eléctrico en su instalación (independientemente de las posibles ampliaciones que se podrían realizar en el futuro, que siempre pueden darse y se debe intentar tenerlas previstas).

La desventaja principal de implementar un diseño a una planta ya construida es la menor flexibilidad a la hora de escoger una solución, debido a que se debe intentar que su instalación sea más sencilla, y se adapte a la instalación ya efectuada (tanto eléctrica como de posibles sistemas de comunicaciones anteriores) y la previsión realizada por los instaladores. Si la solución escogida necesita la realización de una obra compleja y utilización de maquinaria puede no ser viable, puesto que se podría dañar el equipamiento eléctrico ya presente en la planta que conllevarían pérdidas económicas tanto por el propio equipamiento y su reparación como por una parada en la producción de la planta.

En el caso de nuestro proyecto actual el diseño se realiza “sobre el plano”, puesto que la planta no ha sido construida todavía. Esta forma de actuar exige que se proporcione información suficiente sobre la instalación del equipamiento de la planta y una cierta seguridad de que no se tiene previsto que se realicen modificaciones drásticas en el diseño de la planta.

Cuando el diseño se realiza de este modo, la gran ventaja es que se dispone de una mayor flexibilidad en la elección de la solución a implementar, dependiendo en menor medida de la instalación realizada en la construcción de la planta. Puesto que la planta no ha sido construida, a la hora de realizar la obra para su construcción se tendrá también en cuenta el diseño realizado del sistema de comunicación, por lo que la flexibilidad en nuestro diseño es mayor.

Otra gran ventaja de esta forma de implementar el sistema de comunicación es que se instalará el sistema de comunicación al mismo tiempo que el equipamiento eléctrico, pudiendo tener un control y manejo de éste desde el primer momento y controlando desde el principio la producción energética de la planta.

Una de las desventajas principales de diseñar el sistema de comunicaciones antes de la construcción de la planta es la imposibilidad de tomar ciertas medidas, como la generación de posibles campos electromagnéticos y ruidos de origen eléctrico por parte del equipamiento de alta tensión de la planta que afecten a las comunicaciones. Las mediciones que si se pueden realizar (al igual que si la planta ya estuviese construida) son las de parámetros externos a la planta propias de la zona geográfica, tanto dependientes del terreno donde se situará la planta fotovoltaica como dependientes de edificaciones e instalaciones en los alrededores (tales como radares, otros sistemas de comunicación, y equipamiento eléctrico de alta tensión cercano a la planta).

A continuación hablaremos sobre dos de las conexiones típicas entre los elementos de las comunicaciones, estas son la conexión mediante Ethernet y fibra óptica

### **Conexión mediante Ethernet con cable rj45**

El Ethernet es un estándar de transmisión de datos para redes de área local que se basa en el siguiente principio, todos los equipos en una red Ethernet están conectados a la misma línea de comunicación compuesta por cables cilíndricos. Se podría pensar que una solución económica y suficientemente fiable sería el uso de dicho cable para todas comunicaciones en la planta, pero sería un grave error utilizar una solución basada únicamente en esta tecnología. Sí es cierto que se utilizará obligatoriamente para conexionado cercano de equipos, pero no es válido para el resto de enlaces en planta.

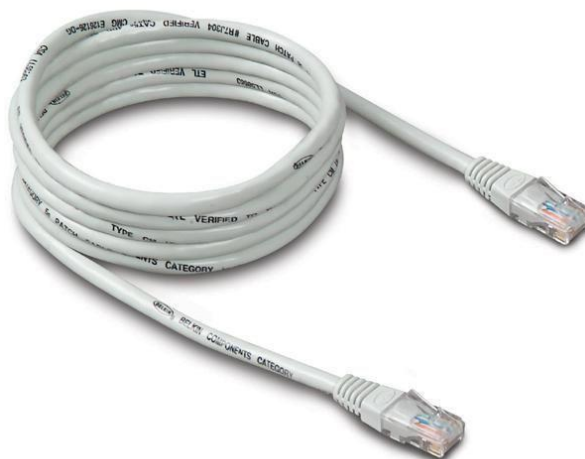


Figura 0-1 Cable rj45 [6]

Se debe considerar la limitación que impone el cable de Ethernet para distancias superiores a 100 metros debido a la degradación y atenuación de la señal en la transmisión. Esto significa que si los nodos de la red están muy alejados (centrales fotovoltaicas de grandes dimensiones) se necesitarán numerosas estaciones repetidoras, encareciendo el presupuesto del Proyecto y dificultando la implementación de la solución.

Otro de los problemas presentes para la utilización de cable de Ethernet en escenarios de este tipo, es la inducción. En una central fotovoltaica, como es lógico, hay numerosas líneas de baja, media y alta tensión que conducirán la energía eléctrica producida en las células fotovoltaicas para su distribución. Estas líneas recorren toda la planta conectando los centros de transformación e inversión, al igual que ocurriría con las líneas de comunicación cableadas. En definitiva, se tendría las líneas de comunicación cableadas y las líneas de tensión en paralelo a una distancia relativamente cercana, lo que desencadenaría el fenómeno de inducción eléctrica sobre las líneas de comunicación introduciéndose en ellas un gran número de interferencias y elevado ruido, sobre todo en cables cercanos a las líneas de media y alta tensión.

No podemos permitir como válido un diseño de una red de comunicación completa solo con este tipo de cable puesto que en ciertas áreas de la planta puede haber tanto grado de inducción que afectaría al sistema provocando una gran cantidad de ruido dificultando, o incluso imposibilitando, la inteligibilidad de los datos transmitidos. Por este hecho se desecha la posibilidad de utilizar un sistema basado únicamente en tecnología Ethernet, reservando este tipo de cableado únicamente para el conexionado de equipos de comunicaciones muy cercanos, y poniendo especialmente atención en alejarlos lo máximo posible del cableado y equipamiento eléctrico de la

planta.

### **Conexión mediante Ethernet mediante fibra optica**

Para solventar los dos problemas que presenta la anterior tecnología, existe la posibilidad de utilizar en instalaciones de este tipo una red cableada basada en fibra óptica.

La fibra óptica tiene un mayor alcance (hasta 2000 m) para la transmisión de señal sin apenas degradación, lo que permitiría cubrir una extensión amplia de terreno como es el caso de nuestra central solar fotovoltaica sin necesidad de la utilización de repetidores. Esto se traduce en un gran alcance con un único segmento de fibra, con poca atenuación y con una gran velocidad de transmisión (mucho mayor que la que se podría conseguir con cable de Ethernet o tecnologías similares).

Lo más importante de esta tecnología es la ausencia del fenómeno de inducción eléctrica, puesto que la señal no se transmite mediante señales eléctricas, pudiendo utilizar una red cableada en paralelo a las líneas de tensión sin ningún problema de ruido ni interferencias.



Figura 0-2 Cable de fibra óptica [6]

Sin embargo esta tecnología es algo más cara y sus principales problemas de la implementación de este tipo de solución cableada son la dificultad de instalación y la falta de flexibilidad del sistema.

Como cualquier red cableada es conveniente soterrarla, por lo que se deberá abrir el terreno para ello, encareciendo el presupuesto del Proyecto.

Además, una vez desplegada la fibra y correctamente soterrada, cualquier modificación en la topología de la red puede ser costosa y complicada, porque podría ser necesario volver a abrir el terreno para realizar posibles modificaciones y ampliaciones. El mismo problema surgiría para una avería en el cableado. Por esta falta de flexibilidad en la red, si la solución que se implementa está basada en fibra óptica, se debe intentar conocer con exactitud la estructura final de la planta y la situación de todo el equipamiento eléctrico y de comunicaciones para que la probabilidad de realizar modificaciones disminuya. Además, sería conveniente prever posibles modificaciones o ampliaciones en la red, pudiendo dejar facilitado el despliegue de la fibra necesaria para ello.

Para nuestra central fotovoltaica se implementara una solución cableada basada en fibra óptica, ya que no presenta excesivos problemas para su instalación puesto que el diseño se está realizando sobre plano y sin estar la planta construida, pudiéndose aprovechar la obra a realizar para las instalaciones eléctricas de la planta para desplegar la fibra necesaria.

### **Esquema de las comunicaciones**

Una vez explicado el tipo de conexión que hemos planteado en nuestra instalación representamos en la siguiente figura. Esta figura consiste en el esquema planteado para la red de comunicaciones de nuestra central fotovoltaica

y algunos de los elementos que intervienen.

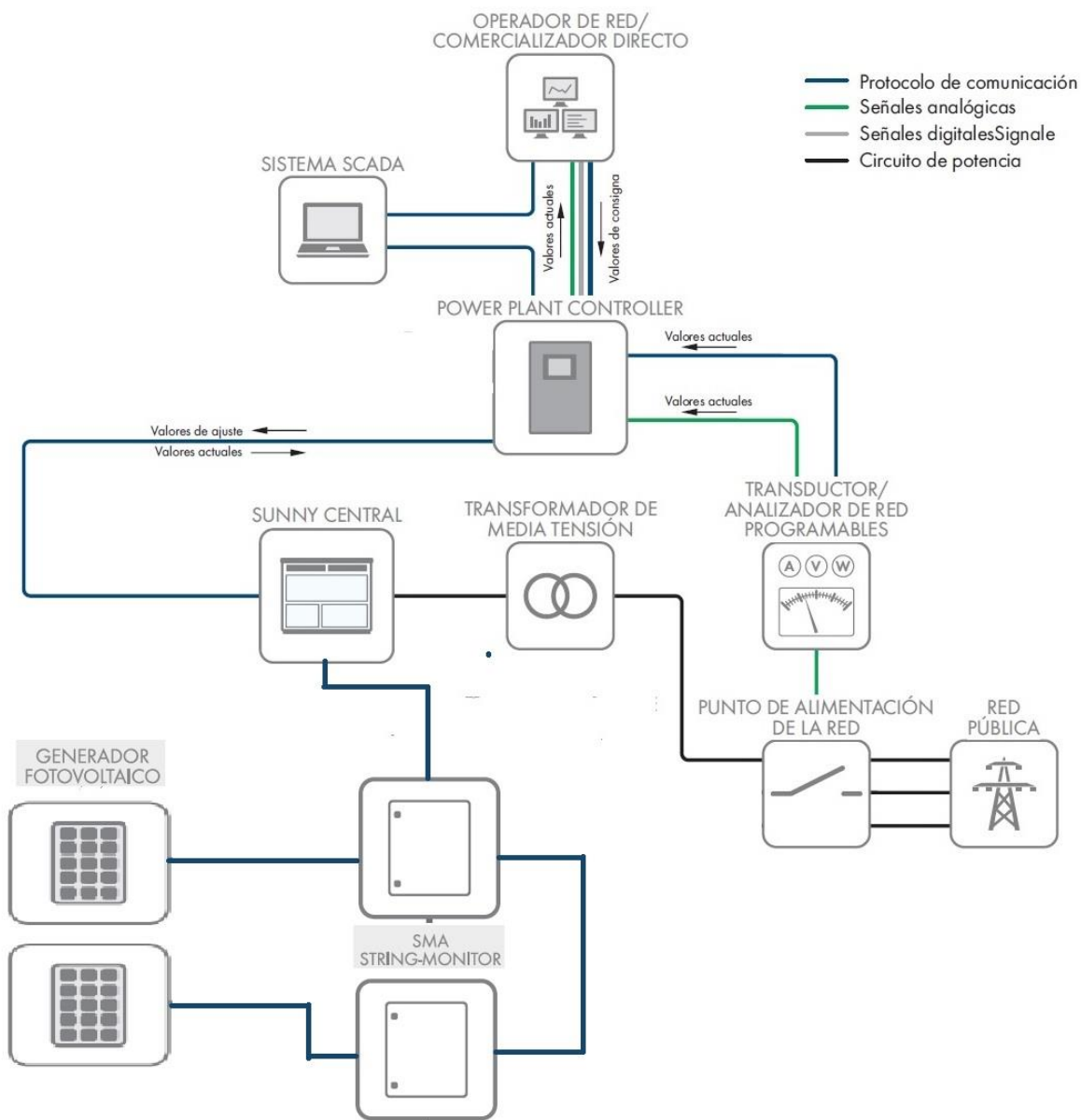


Figura 0-3 Esquema completo de las comunicaciones [9]

En dicha figura se muestra el generador fotovoltaico en primer lugar formado por los paneles fotovoltaicos y los seguidores solares que están conectados con las cajas de concentración de series, en nuestro caso, el SMA String monitor, dichos elementos se conectarán en serie mediante cable de fibra óptica, estos a su vez se conectarán con la estación de potencia donde se encuentra nuestro inversor Sunny central.

Una vez alcanzada la estación de potencia, este se conectará con el controlador de comunicación "SC COM", son distribuidores de comunicación locales integrados en el propio inversor.

Finalmente, desde cada una de las estaciones de potencia de nuestra instalación partirá otro canal de comunicación en fibra óptica que conectará con el controlador de potencia alojado en la estación de salida y control. En dicha estación se realizará la monitorización de la planta mediante el sistema SCADA conectado al PPC.

## ELEMENTOS PRINCIPALES QUE PARTICIPAN EN LAS COMUNICACIONES

En este apartado llevaremos a cabo la descripción de aquellos elementos principales que participan en las comunicaciones de la planta, algunos de estos elementos ya han sido descritos en la memoria descriptiva de este proyecto, pero solo en sus particulares funciones relacionadas con la producción de energía eléctrica, por lo tanto, detallaremos su labor en las comunicaciones y monitorización de la planta.

### Sistema de control de los seguidores solares

El sistema de control de los seguidores solares participa en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al protocolo estándar Modbus TCP/IP, mediante cable Ethernet.

### Cajas de concentración de series o combiner box

El String-Monitor como ya comentamos anteriormente es una caja de conexión del generador a la que se pueden conectar en paralelo varios ramales. En su apartado de comunicaciones realiza las siguientes tareas:

- Recopilación de las corrientes de entrada de los ramales.
- Medición de las corrientes de entrada de los ramales y transferencia a los inversores.
- Transmisión de las corrientes de entrada de los ramales.

De esta forma se detectan averías y se minimizan las pérdidas de potencia y rendimiento.

### Topología de red

A cada conexión de comunicación de monitorización del propio inversor pueden conectarse hasta 10 SMA String-Monitor en topología lineal como vemos en la siguiente figura donde se representa la topología de red implementada-. En nuestra instalación tenemos como se comentó en capítulos anteriores, 2 String-Monitor por seguidor solar, haciendo un total de 24 String-Monitor por inversor, por lo tanto se ha decidido llevar a cabo la configuración lineal de 2 string-Monitor por cada conexión de comunicación del inversor.

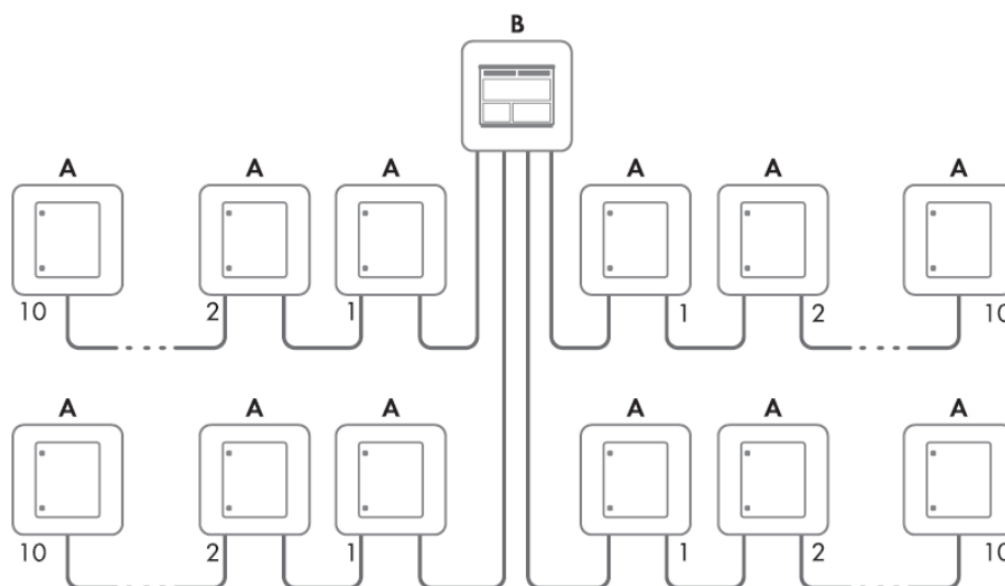


Figura 0-4 Topología de red [9]

POSICIÓN	DENOMINACIÓN
A	String-Monitor
B	Inveror Sunny Central

**Posibilidades de comunicación**

En cuanto a las posibilidades de comunicación el SMA String-Monitor está equipado de serie con dos tipos de comunicaciones con cable rj45 o el recomendado por el fabricante cat5, sin embargo como deberemos salvar distancias mucho mayores en nuestra instalación, el SMA String-Monitor también puede equiparse con comunicación por fibra óptica. A través de la comunicación por fibra óptica pueden salvarse distancias entre dos integrantes de la red de hasta 2 000 m.

Estas posibilidades de comunicación se muestran en la figura



Figura 0-5 Posibilidades de comunicación para la combiner box [9]

POSICIÓN	DENOMINACIÓN
A	String-Monitor
B	Inveror Sunny Central
C	Comunicación por rj45
D	Comunicación por fibra óptica

**Transferencia de datos por cobre o fibra óptica**

A la hora de la transferencia de datos en nuestra instalación como hemos visto, tendremos dos opciones, usar cobre o fibra óptica, en nuestro elegiremos fibra óptica debido a las grandes distancias a salvar en nuestra central fotovoltaica. Para finalizar este elemento en las siguientes dos tablas se recogen las características principales que aporta el String-Monitor en función del tipo de transferencia que se use.

CARACTERISTICAS	
Interfaz de Datos	Modbus (TCP)
Red de área local (LAN)	Ethernet
Tipo de cable recomendados	Cable Cat5 con blindaje S-UTP,F-UTP o superior
Longitud máxima del cable	100 m

CARACTERISTICAS	
Interfaz de Datos	Modbus (TCP)
Tipo de fibra	Multimodo 50,0/125,0 $\mu\text{m}$ o 62,5/125,0 $\mu\text{m}$
Calidad de la fibra	OM1 o superior
Conexión cable de fibra de vidrio multimodo a caja de empalme	Empalme/latiguillo SC Multimode
Longitud máxima del cable	2000 m

### **Controlador de comunicación del inversor**

El Sunny Central Communication Controller es un componente integral del inversor central que establece la conexión entre el inversor y el operador de instalación.

El SC-COM es una interfaz de comunicación central del inversor central que gestiona los datos de todos los equipos conectados. El SC-COM está integrado en el inversor central y viene cableado de fábrica.

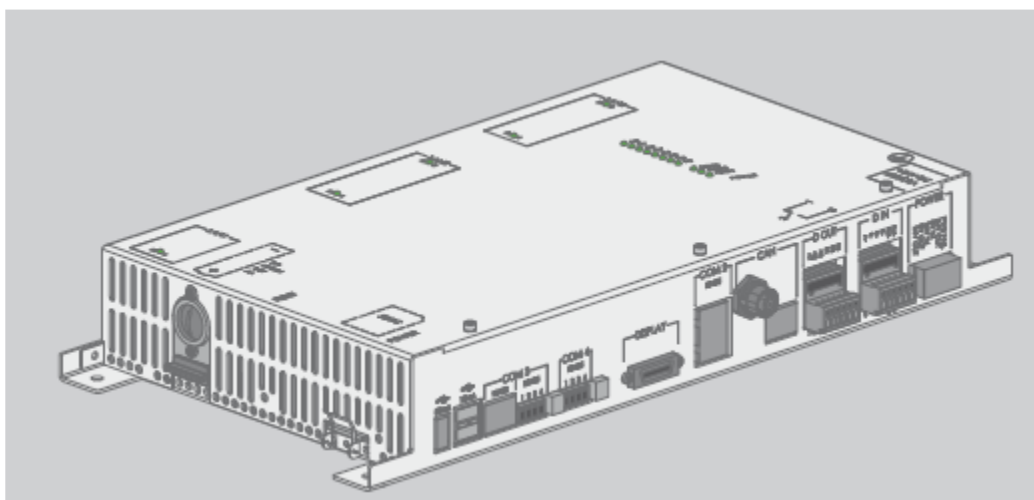


Figura 0-6 Sunny Central Communication Controller [9]

### **Funciones**

- El SC-COM sirve para fijar los parámetros del inversor central. De este modo, puede ajustar el inversor central a la medida de su generador fotovoltaico.
- Los parámetros se ajustan por medio de un servidor web integrado y de la interfaz de usuario del ordenador.
- Como interfaz de comunicación central del inversor central, el SC-COM facilita al operador de la instalación datos sobre los valores instantáneos del inversor central y sobre las corrientes de los strings fotovoltaicos, así como los mensajes de error.
- El SC-COM permite al operador de la red limitar a distancia la potencia de la planta fotovoltaica. Conectando los equipos que sirven para regular la potencia activa y reactiva al SC-COM, la potencia de la instalación se adapta rápidamente a las especificaciones del operador de red. El SC-COM transmite las especificaciones al inversor central y las registra.

### **Gestión de red**

La solución con regulación de la planta permite regular la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva en el punto de inyección. Los valores nominales son evaluados por un sistema de regulación de la planta como el





POSICIÓN	DENOMINACIÓN
A	Pantalla táctil
B	Unidad de control
C	Convertidor de protocolo para la comunicación con equipos
D	Modulos de entrada / salida
E	Convertidor de protocolo para protocolos según IEC 60870 5 101, IEC 60870 5 104, IEC 61850 y DNP3 para la comunicación con el operador de red
F	Fuente de alimentación, módulo de redundancia y módulo buffer
G	Conmutador para red de cobre
H	Panel de conexiones para el cable de fibra óptica o de cobre
I	Disyuntor

### **Funciones del PPC**

El controlador de potencia de la planta tiene múltiples funciones que lo hacen indispensable en las instalaciones fotovoltaicas actuales relacionadas con la gestión de la planta. A continuación pasamos a describir las principales:

#### **Reducción de potencia**

Para evitar sobrecargas transitorias de la red pública, los operadores de red establecen valores nominales de potencia activa que los inversores convierten en muy poco tiempo, dichas órdenes son gestionadas por el PPC y comunicadas a todos los inversores conectados al mismo.

#### **Regulación de la potencia activa**

Los inversores pueden reducir automáticamente su emisión de potencia activa tomando como referencia una curva característica en caso de que aumente súbitamente la frecuencia en la red de suministro. De esta manera contribuyen de forma decisiva a estabilizar la frecuencia de red.

#### **Mantenimiento de la tensión mediante potencia reactiva**

Para regular la tensión de red, los inversores de SMA suministran potencia reactiva inductiva o capacitiva. En este proceso se define un valor de potencia reactiva fijo o dinámico. La valoración y la regulación se llevan a cabo a través del PPC. También es posible regular la potencia reactiva o el factor de desplazamiento por medio de una curva característica en función de la potencia activa alimentada, de la tensión de red o del valor absoluto.

#### **Potencia reactiva nocturna**

Se evitan los gastos futuros de consumo de potencia reactiva, lo que supone una nueva fuente de ingresos para el operador de la instalación. La red se descarga compensando la corriente reactiva y garantiza el mantenimiento descentralizado de la tensión.

#### **Apoyo dinámico de red**

Aunque se produzcan caídas de tensión de hasta varios segundos de duración, los inversores de SMA siguen conectados a la red y, en caso necesario, la protegen inyectando corriente reactiva. Cuando la tensión vuelve a superar los valores mínimos establecidos, los inversores continúan de inmediato con la inyección normal.

### Características técnicas

Para finalizar la descripción de este elemento, se recoge en la siguiente figura su tabla de características técnicas proporcionada por el propio fabricante.

Carcasa	
Tipo de montaje	Montaje mural
Material	Aluminio recubierto de polvo
Color de la puerta	RAL 9006 (aluminio blanco)
Color de la carcasa	RAL 7024 (gris grafito)
Cilindro de cierre	Cilindro de cierre
Datos mecánicos	
Anchura x altura x profundidad	720 mm x 1125 mm x 325 mm
Peso máximo*	60 kg
* en función de la variante pedida	
Equipamiento según la variante elegida	
Pantalla*	Pantalla táctil, capacitiva
Conmutador ethernet	opcional/gestionada/no gestionada
Número máximo de entradas analógicas	12
Número máximo de salidas analógicas	7
Número máximo de entradas digitales	18
Número máximo de salidas digitales	16
* Solo para montaje en interiores	
Suministro de tensión	
Tensión de alimentación de CA	100 V <sub>CA</sub> a 240 V <sub>CA</sub>
Tensión de alimentación de CC*	36 V <sub>CC</sub> a 60 V <sub>CC</sub>
Tensión de alimentación de CC*	18 V <sub>CC</sub> a 32 V <sub>CC</sub>
Frecuencia de red	50 Hz / 60 Hz
Categoría de sobretensión	2
Fusible previo**	B16
* Opcional	
** dependiendo de las directivas locales, puede ser necesario que sea omnipolar	
Productos compatibles	
Inversor central	Sunny Central de la serie CP XT/Sunny Central de la serie HE-20/Sunny Central 2200/Sunny Central 2500-EV
Número máximo de inversores centrales	200

Figura 0-9 Características técnicas del PPC [9]

## PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN (Modbus TCP/IP)

Por ultimo definimos el funcionamiento de los protocolos de comunicación que se usarán en nuestra instalación.

En primer lugar, los protocolos son conjuntos de normas para formatos de mensaje y procedimientos que permiten a las máquinas y los programas de aplicación intercambiar información. Cada máquina implicada en la comunicación debe seguir estas normas para que el sistema principal de recepción pueda interpretar el mensaje. El conjunto de protocolos TCP/IP puede interpretarse en términos de capas (o niveles).

Esta figura muestra las capas del protocolo TCP/IP. Empezando por la parte superior son: capa de aplicación, capa de transporte, capa de red, capa de interfaz de red y hardware.

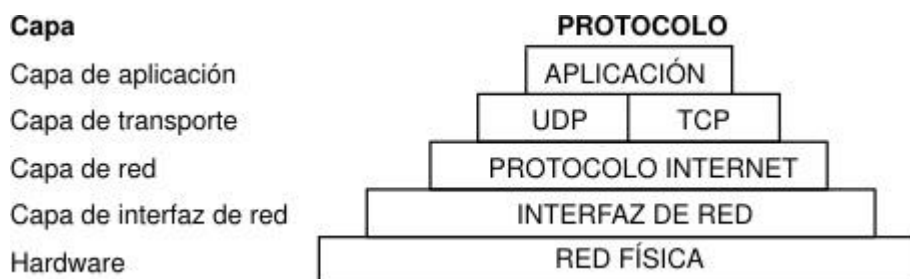


Figura 0-10 Conjunto de protocolos TCP/IP [9]

TCP/IP define cuidadosamente cómo se mueve la información desde el remitente hasta el destinatario. En segundo lugar, los programas de aplicación envían mensajes o corrientes de datos a uno de los protocolos de la capa de transporte de Internet, UDP (User Datagram Protocol) o TCP (Transmission Control Protocol). Estos protocolos reciben los datos de la aplicación, los dividen en partes más pequeñas llamadas paquetes, añaden una dirección de destino y, a continuación, pasan los paquetes a la siguiente capa de protocolo, la capa de red de Internet.

La capa de red de Internet pone el paquete en un datagrama de IP (Internet Protocol), pone la cabecera y la cola de datagrama, decide dónde enviar el datagrama (directamente a un destino o a una pasarela) y pasa el datagrama a la capa de interfaz de red.

La capa de interfaz de red acepta los datagramas IP y los transmite como tramas a través de un hardware de red específico, por ejemplo redes Ethernet o de Red en anillo.

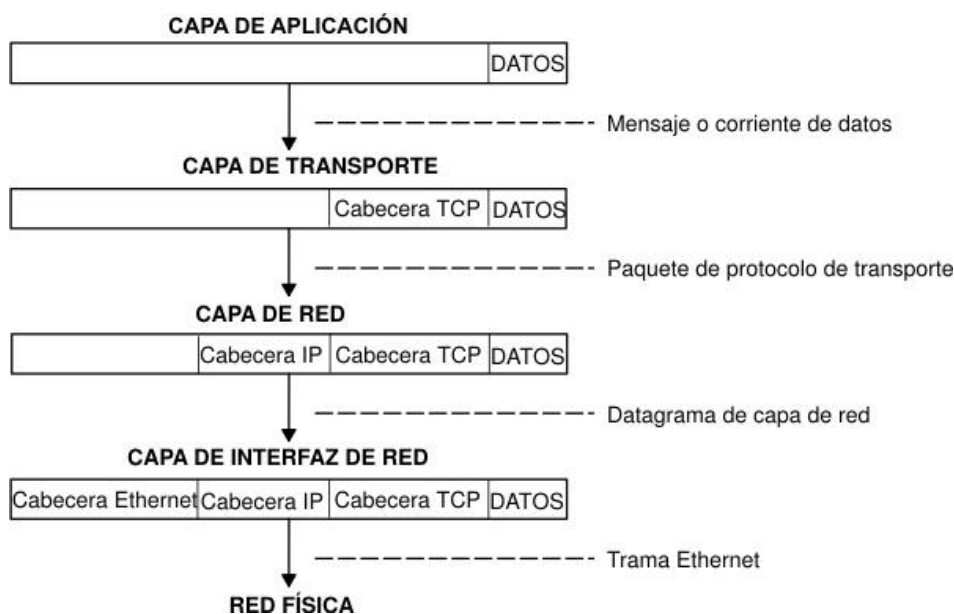


Figura 0-11 Movimiento de la información desde la aplicación remitente hasta el sistema principal destinatario

Esta figura muestra el flujo de información de las capas de protocolo TCP/IP del remitente al host.

Las tramas recibidas por un sistema principal pasan a través de las capas de protocolo en sentido inverso. Cada capa quita la información de cabecera correspondiente, hasta que los datos regresan a la capa de aplicación.

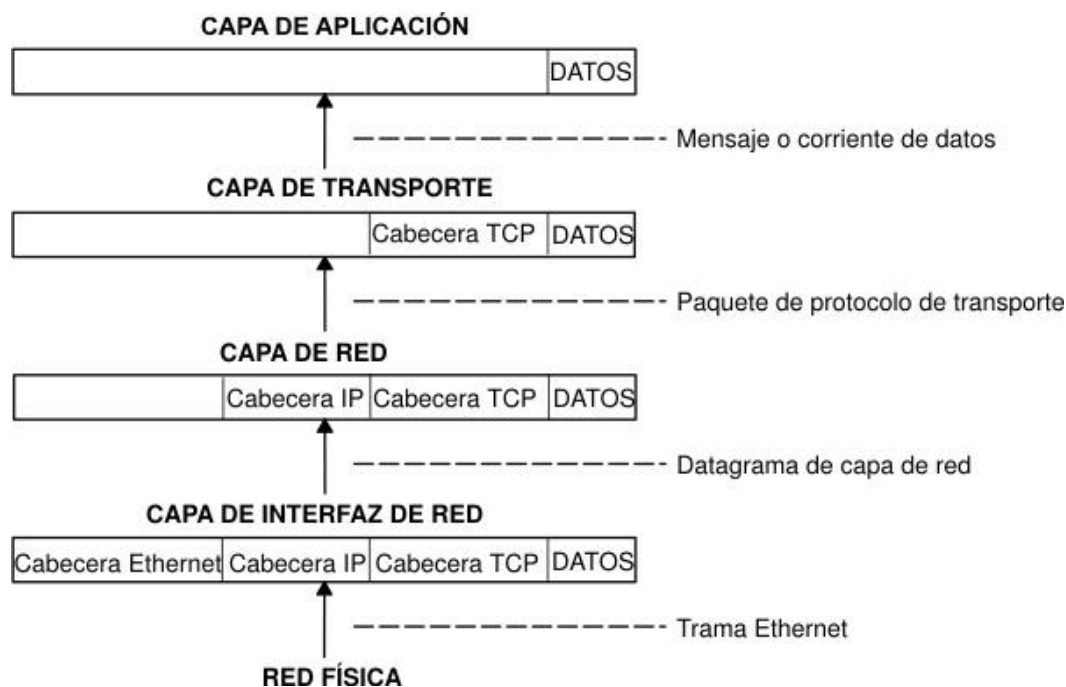
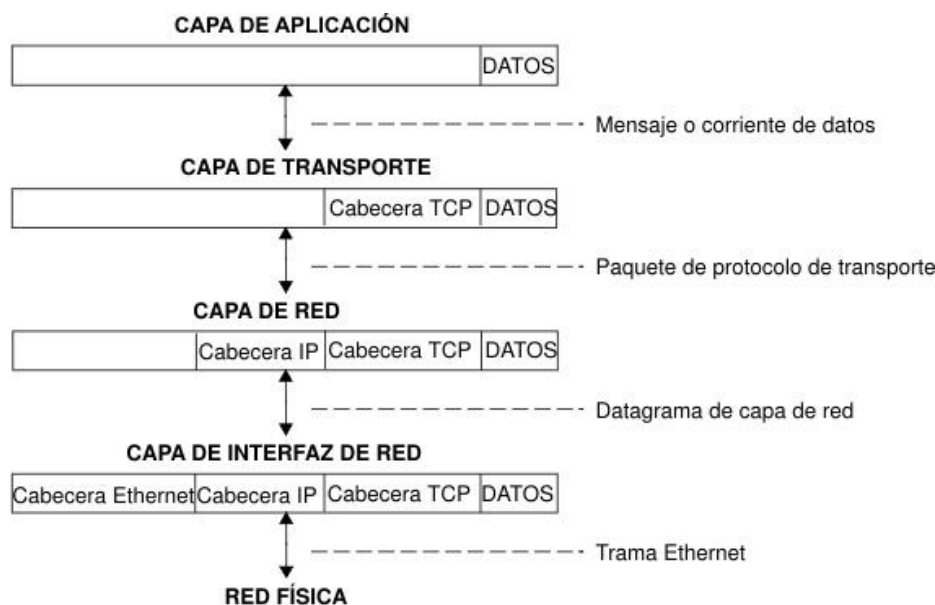


Figura 0-12 Movimiento de la información desde la red al remitente

Esta figura muestra el flujo de información de las capas de protocolo TCP/IP desde el sistema principal al remitente.

La capa de interfaz de red (en este caso, un adaptador Ethernet) recibe las tramas. La capa de interfaz de red quita la cabecera Ethernet y envía el datagrama hacia arriba hasta la capa de red. En la capa de red, Protocolo Internet quita la cabecera IP y envía el paquete hacia arriba hasta la capa de transporte. En la capa de transporte, TCP (en este caso) quita la cabecera TCP y envía los datos hacia arriba hasta la capa de aplicación.

Los sistemas principales de una red envían y reciben información simultáneamente, la siguiente figura representa de forma más precisa un sistema principal mientras se comunica.



**Nota:** las cabeceras se añaden y separan en cada capa de protocolo a medida que los host transmiten y reciben datos.

Figura 0-13 Comunicación general de los sistemas

En nuestra instalación, el fabricante SMA nos propone usar su protocolo de comunicación Modbus, este protocolo de comunicación está basado en un protocolo de comunicación TCP/IP.

### Topología de la planta desde el punto de vista del protocolo Modbus

La comprensión del funcionamiento completo del protocolo Modbus es complejo y debemos abreviarlo de forma que el lector pueda comprenderlo sin necesidad de documentarse previamente. Para ello en este punto defino como funciona la planta desde el punto de vista del protocolo.

Debemos saber que el protocolo Modbus ha sido desarrollado para leer o escribir datos en áreas de datos fijas. La especificación Modbus no determina qué datos debe haber y en qué área de datos. Las áreas de datos se deben definir de forma específica para cada equipo en los denominados perfiles Modbus. Si se conoce el perfil Modbus específico del equipo, un maestro Modbus (por ejemplo, un sistema SCADA) puede acceder a los datos de un esclavo Modbus (como el SMA STRING MONITOR).

Por lo tanto para trabajar con este protocolo se deben definir los perfiles de acceso y su información contenida, estos perfiles pueden ser definidos por el usuario o los propuestos por el fabricante SMA. Estos últimos incluyen, por ejemplo, datos como energía total y energía diaria, potencia, tensión y corriente actuales.

En el perfil SMA Modbus, la asignación entre los datos de equipos SMA y las direcciones Modbus se realiza por rangos accesibles a través de las Unit ID

Una vez comprendido el funcionamiento básico de este protocolo específico se muestra en la figura un ejemplo de topología donde cada inversor tiene asignada una Unit ID entre 3 y 247. De este modo, los datos de los inversores se ponen a disposición en el protocolo Modbus. La Unit ID 1 representa la pasarela hacia el protocolo Modbus y la Unit ID 2, así como los parámetros de la planta.

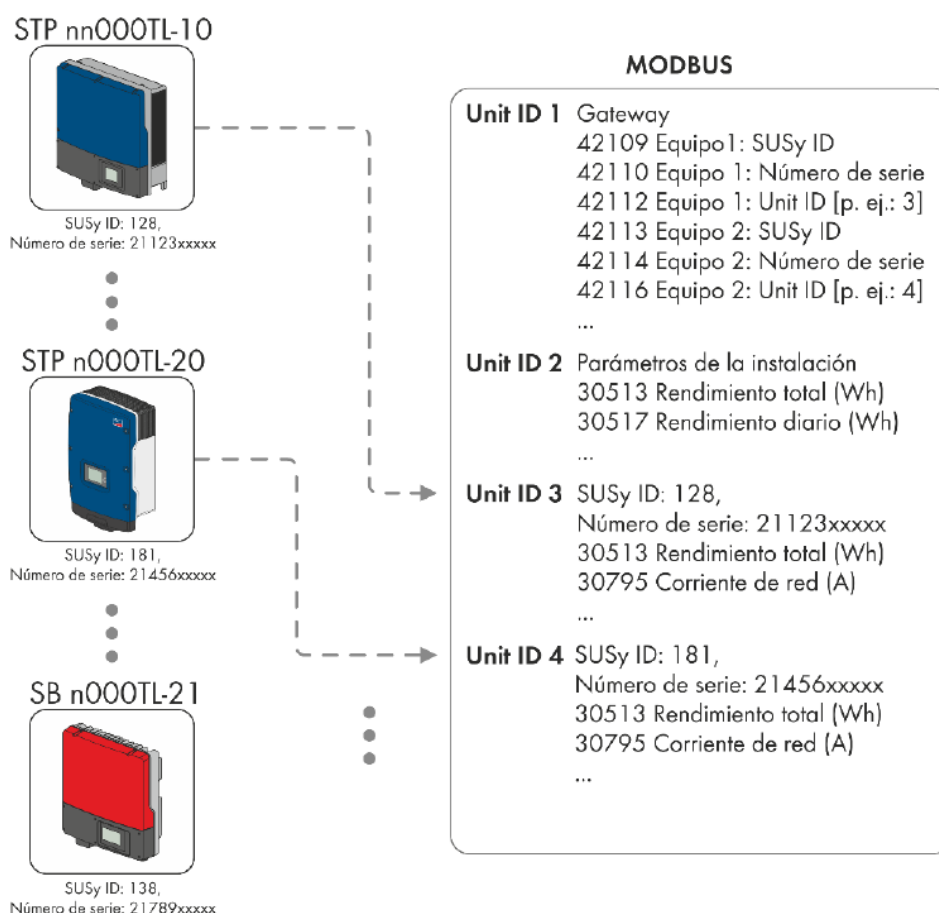


Figura 0-14 Topología de la planta desde el punto de vista del protocolo Modbus

## A.2 Tramitación administrativa

### Tramitación de instalaciones

Para la tramitación de una instalación como la que nos ocupa, debemos cumplir con la normativa vigente, así como seguir las indicaciones del ministerio de industria, comercio y turismo.

La normativa a la que está sujeta la tramitación de nuestra central fotovoltaica, está constituida en el ámbito administrativo por dos normativas principalmente.

1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
2. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Señalar que corresponde a la Administración General del Estado autorizar las instalaciones eléctricas de generación de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos y las ubicadas en el mar territorial, las de producción, transporte secundario y distribución que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, y todas las instalaciones de transporte primario, a excepción de las especificidades establecidas para los territorios insulares y extrapeninsulares. Por lo tanto, nuestra central debe ser autorizada por la Administración General del Estado.

### Ley 24/2013

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico se presenta como una reforma global del sector. Los cambios del sistema eléctrico y la situación económica provocaron que la Ley 54/1997 deviniera insuficiente. El legislador trató de adaptarla al nuevo escenario con la aprobación sucesiva de varios decretos-ley, modificaciones que han llevado a una situación de dispersión normativa que la nueva Ley trata de remediar.

Según el ministerio de industria, comercio y turismo la puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de producción, transporte, distribución y líneas directas de energía eléctrica, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción estarán sometidas, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico y en sus disposiciones de desarrollo.

### Artículo 53. Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas.

El artículo 53 de esta ley nos señala que es su punto 1 que para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes se requerirá de las siguientes autorizaciones administrativas:

a) **Autorización administrativa previa**, que se tramitará con el anteproyecto de la instalación como documento técnico y, en su caso, conjuntamente con la evaluación de impacto ambiental, según lo dispuesto en el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, y otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.

La autorización administrativa de instalaciones de generación no podrá ser otorgada si su titular no ha obtenido previamente los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

b) **Autorización administrativa de construcción**, que permite al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.

Para solicitarla, el titular presentará un proyecto de ejecución junto con una declaración responsable que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación.

Para su resolución se deberán analizar los condicionados exclusivamente técnicos de aquellas Administraciones Públicas, organismos o empresas que presten servicios públicos o de interés económico general, únicamente en lo relativo a bienes y derechos de su propiedad que se encuentren afectados por la instalación.

La tramitación y resolución de autorizaciones definidas en los párrafos a) y b) del apartado 1 del presente artículo

podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

c) **Autorización de explotación**, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

Las acometidas podrán requerir las autorizaciones administrativas previstas en este apartado en los términos que reglamentariamente se establezcan por las Administraciones Públicas en el ámbito de sus respectivas competencias.

Además, en su punto 4 establece que para la autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica el promotor de la misma deberá acreditar suficientemente los siguientes extremos:

- a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado.
- b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.
- c) Las características del emplazamiento de la instalación.
- d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

Debemos destacar que, en la actualidad, está pendiente el desarrollo reglamentario de lo establecido en el artículo 53 de la Ley del Sector Eléctrico. Resulta, por tanto, de aplicación lo dispuesto en el Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Por lo tanto, nos centraremos en todo lo dispuesto del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, especialmente en sus títulos:

- Título VII: Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución.
- Título VIII: Registros administrativos.

### **Real Decreto 1955/2000**

El artículo 113 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que las competencias sobre la autorización de instalaciones titularidad de la Administración General del Estado serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas, sin perjuicio de las expresamente atribuidas al Consejo de Ministros. Asimismo, su tramitación será llevada a cabo por las Áreas o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación.

Artículo 113. Órganos competentes.

1. Las competencias sobre las instalaciones descritas en el anterior artículo 111 son de titularidad de la Administración General del Estado y serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, sin perjuicio de las que expresamente se atribuyan al Consejo de Ministros.
2. La tramitación de la autorización, declaración en concreto de utilidad pública y aprobación de proyecto de ejecución de instalaciones eléctricas será llevada a cabo por las áreas o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación.
3. El Ministerio de Economía podrá celebrar convenios con las Comunidades Autónomas por los que se podrá encomendar a estas últimas algunas de las actuaciones administrativas previstas en este Título.

Las actuaciones resolutorias de los procedimientos establecidos en el presente Título no podrán ser objeto de dicha encomienda.

En consonancia con lo dispuesto en la Ley 24/2013, el artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que la construcción de las instalaciones eléctricas requiere las siguientes resoluciones administrativas:

- a) Autorización administrativa, que se refiere al anteproyecto de la instalación como documento técnico que se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental. Asimismo, en los casos en los que resulte necesario, permitirá la iniciación de los trámites correspondientes para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

b) Aprobación del proyecto de ejecución, que se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Las solicitudes de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución definidas en los párrafos a) y b) del presente artículo podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

### **Autorización administrativa**

La autorización administrativa se refiere al anteproyecto de la instalación y se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental. Habilita al peticionario a iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones (cota cero), según lo dispuesto en el artículo 131.9 del citado Real Decreto.

Para llevar a cabo una autorización administrativa, el peticionario realizará la presentación de solicitud de autorización administrativa, esto consistirá en que el peticionario presentará ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación la correspondiente solicitud de autorización administrativa, para la construcción, ampliación, modificación, explotación de instalaciones eléctricas de producción, transporte y distribución. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Dicha solicitud irá dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Los contenidos de esta solicitud de autorización administrativa son:

- La solicitud se acompañará de la documentación que acredite la capacidad del solicitante en los términos que se señalan en el artículo 121 del citado Real Decreto, esto se refiere a la capacidad legal, técnica y económica.

Además, a la solicitud se acompañará un anteproyecto de la instalación, que deberá contener:

- A. Memoria en la que se consignen las especificaciones siguientes:
  - a. Ubicación de la instalación o, cuando se trate de líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, origen, recorrido y fin de la misma.
  - b. Objeto de la instalación.
  - c. Características principales de la misma.
- B. Planos de la instalación a escala mínima 1 : 50.000.
- C. Presupuesto estimado de la misma.
- D. Separata para las Administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.
- E. Los demás datos que la Administración encargada de tramitar el expediente estime oportuno reclamar.

Junto con la autorización administrativa se realizará los trámites medioambientales pertinentes ya que las instalaciones de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable. El Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente será el órgano ambiental competente en esta materia.

### **Evaluación de impacto Ambiental**

La normativa que sigue la evaluación de impacto ambiental es la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Esta ley define que la “evaluación ambiental” es el procedimiento administrativo instrumental respecto del de aprobación o de adopción de planes y programas, así como respecto del de autorización de proyectos o, en su caso, respecto de la actividad administrativa de control de los proyectos sometidos a declaración responsable o



comunicación previa, a través del cual se analizan los posibles efectos significativos sobre el medio ambiente de los planes, programas y proyectos.

Los proyectos pueden ser sometidos a un tipo de evaluación ambiental que se recogen en el Anexo I y Anexo II, la cual puede ser:

- Proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria regulada en el título II, capítulo II, sección 1.<sup>a</sup>
- Proyectos sometidos a la evaluación ambiental simplificada regulada en el título II, capítulo II, sección 2.<sup>a</sup>

Para instalaciones de energía solar:

- Se someterá a una evaluación ambiental ordinaria aquellos proyectos de instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie.
- Se someterá a una evaluación ambiental simplificada aquellos proyectos instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no incluidas en el Anexo I ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que, ocupen una superficie mayor de 10 ha.

Para una evaluación ambiental ordinaria de proyectos, el promotor elaborará el estudio de impacto ambiental que contendrá, al menos, la siguiente información en los términos desarrollados en el anexo VI de la citada Ley:

- a) Descripción general del proyecto y previsiones en el tiempo sobre la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidades de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.
- b) Exposición de las principales alternativas estudiadas, incluida la alternativa cero, o de no realización del proyecto, y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.
- c) Evaluación y, si procede, cuantificación de los efectos previsibles directos o indirectos, acumulativos y sinérgicos del proyecto sobre la población, la salud humana, la flora, la fauna, la biodiversidad, la geodiversidad, el suelo, el subsuelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el cambio climático, el paisaje, los bienes materiales, incluido el patrimonio cultural, y la interacción entre todos los factores mencionados, durante las fases de ejecución, explotación y en su caso durante la demolición o abandono del proyecto.
- d) Cuando el proyecto pueda afectar directa o indirectamente a los espacios Red Natura 2000 se incluirá un apartado específico para la evaluación de sus repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación del espacio.
- e) Medidas que permitan prevenir, corregir y, en su caso, compensar los efectos adversos sobre el medio ambiente.
- f) Programa de vigilancia ambiental.
- g) Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles.

Para una evaluación ambiental simplificada de proyectos, el promotor presentará ante el órgano sustantivo, junto con la documentación exigida por la legislación sectorial, una solicitud de inicio de la evaluación de impacto ambiental simplificada, acompañada del documento ambiental con el siguiente contenido:

- a) La motivación de la aplicación del procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada.
- b) La definición, características y ubicación del proyecto.
- c) Una exposición de las principales alternativas estudiadas y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.
- d) Una evaluación de los efectos previsibles directos o indirectos, acumulativos y sinérgicos del proyecto sobre la población, la salud humana, la flora, la fauna, la biodiversidad, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el cambio climático, el paisaje, los bienes materiales, incluido el patrimonio cultural, y la interacción entre todos los factores mencionados, durante las fases de ejecución, explotación y en su caso durante la demolición o abandono del proyecto.

- e) Cuando el proyecto pueda afectar directa o indirectamente a los espacios Red Natura 2000 se incluirá un apartado específico para la evaluación de sus repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación del espacio.
- f) Las medidas que permitan prevenir, reducir y compensar y, en la medida de lo posible, corregir, cualquier efecto negativo relevante en el medio ambiente de la ejecución del proyecto.
- g) La forma de realizar el seguimiento que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas protectoras y correctoras contenidas en el documento ambiental.

La realización de estos trámites medioambientales viene definido en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, el cual establece:

1. Los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia. A tales efectos, la información pública necesaria de acuerdo con la normativa anterior será llevada a cabo en la fase de autorización administrativa.
2. Para las instalaciones de producción el solicitante, antes de comenzar los trámites de información pública mencionados, deberá presentar ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación copia del resguardo de haber presentado la garantía económica a que se hace referencia en el artículo 59 bis o 66 bis, según corresponda, de este real decreto.
3. Quedan eximidas del depósito de dicha garantía aquellas modificaciones de instalaciones existentes que no supongan incrementos sobre la capacidad de acceso concedida.

La garantía económica a la que se hace referencia es que para las instalaciones de producción, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar, ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, resguardo acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 10 €/kW instalados.

En el caso de instalaciones competencia de la Administración General del Estado dicha garantía se depositará ante la Caja General de Depósitos. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá modificarse dicha cuantía, así como establecer cuantías diferenciadas en función de la potencia.

La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de conexión y acceso a la red de transporte por parte del gestor de la red de transporte, para lo que el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación remitirá al operador del sistema comunicación de la adecuada presentación de la garantía por parte del solicitante. La finalidad de la garantía será la obtención de la autorización de explotación.

Una vez presentados todos los documentos tanto para la solicitud administrativa como para la evaluación de impacto ambiental, esto debe disponerse a información pública tal como señala el artículo 125 del Real Decreto 1955/2000, el cual establece:

Las solicitudes formuladas conforme al artículo 122 se someterán al trámite de información pública durante el plazo de veinte días, a cuyo efecto se insertará un anuncio extracto de las mismas en el «Boletín Oficial» de la provincia respectiva o «Diario Oficial» de la Comunidad Autónoma respectiva, y además en el «Boletín Oficial del Estado». En el supuesto de que la instalación afecte a más de una provincia, corresponderá tramitar la publicación del anuncio en el «Boletín Oficial del Estado» a las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía en cuya provincia tenga su origen la instalación. Durante el citado plazo de veinte días, podrán formularse por los interesados las alegaciones que estimen oportunas.

Conforme a la resolución en el artículo 128 establece que la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá y notificará la resolución dentro de los tres meses desde la presentación de la solicitud de autorización administrativa.

### **Proyecto de ejecución**

Se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.

La solicitud para la aprobación del proyecto de ejecución seguirá lo establecido en el artículo 130, según el cual, el peticionario o el titular de la autorización presentará ante el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, la correspondiente solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, junto con el proyecto de ejecución elaborado conforme a los Reglamentos técnicos en la materia.

Las actividades que podrán acometerse son las siguientes:

- a) Vallado del emplazamiento.
- b) Acondicionamiento del terreno (excavaciones, cimentaciones profundas y pilotajes).
- c) Instalaciones temporales de obra y almacenamiento de equipos.
- d) Pavimentaciones, sistemas enterrados y viales internos.
- e) Cimentaciones superficiales.

La resolución habrá de expresar el período de tiempo en el cual está prevista la ejecución de la instalación.

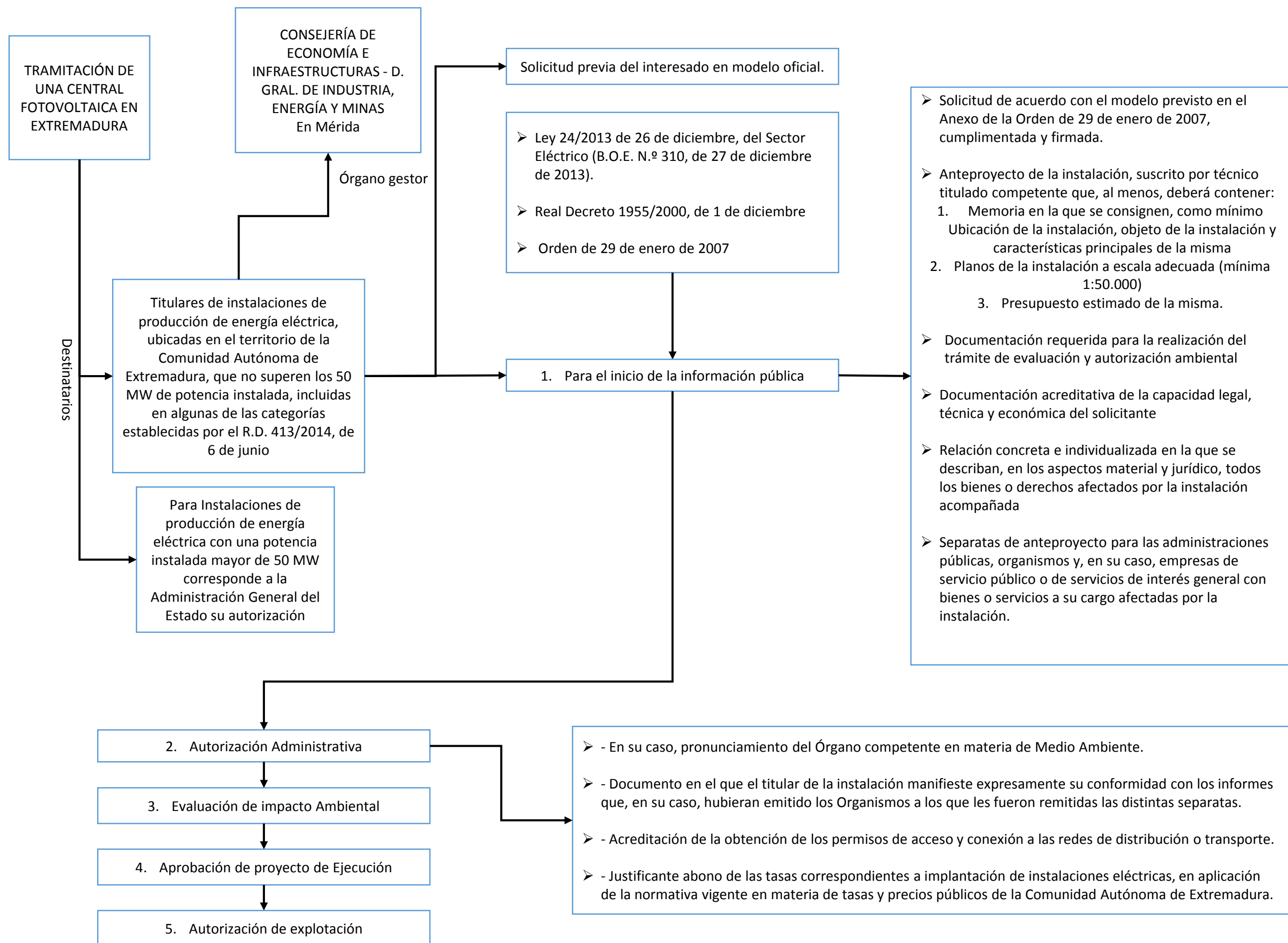
La aprobación del proyecto de ejecución constituye la resolución que habilita a su titular a la construcción de la instalación proyectada, sin perjuicio de que este, una vez obtenida la autorización administrativa, pueda iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones.

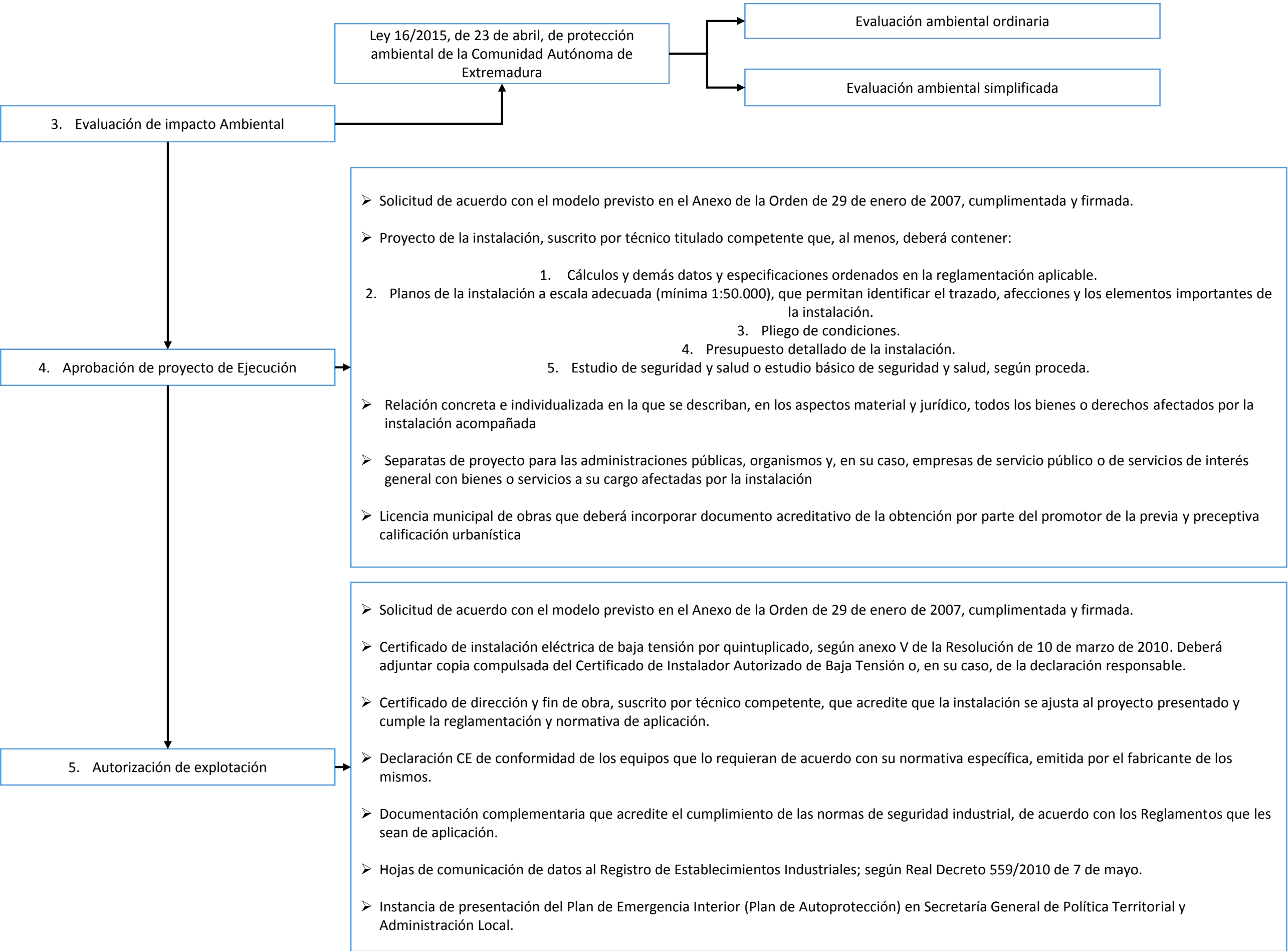
### **Autorización de explotación**

Permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Según el artículo 132. Una vez ejecutado el proyecto, se presentará la correspondiente solicitud de acta de puesta en servicio ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hayan tramitado el expediente por provincias.

A dicha solicitud se acompañará un certificado de final de obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica aplicable a la materia.







## B.1 Cálculos de cableado CC

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 1															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I O N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D O D E	F A C T O R D E	C O R R E C C I O N D E	I N T E N S I D A D O N O R M A	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 1.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 1.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 1.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 1.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 1.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 1.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 1.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 1.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 1.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 1.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 1.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 1.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 1.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 1.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 1.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 1.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB1-CT1	725,80	103360,00	1,00	219	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,80	237,50	348,00	7,41	1,021%	2,000%
LINEA CB2-CT1	725,80	103360,00	1,00	218	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,80	237,50	348,00	7,36	1,014%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 2															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSION		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I O N	SECCIÓN	I N T E C A L C U L O  D E	F A C T O R  D E	C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D  C O R R E G I D A  I N T E N S I D A D  N O R M A	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 2.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	82,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 2.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	82,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 2.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 2.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 2.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 2.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 2.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 2.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 2.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 2.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 2.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 2.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 2.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 2.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 2.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 2.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB3-CT1	725,80	103360,00	1,00	214	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,74	256,76	348,00	7,23	0,996%	2,000%
LINEA CB4-CT1	725,80	103360,00	1,00	212	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,74	256,76	348,00	7,17	0,987%	2,000%



CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 3															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O D E I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D N O R M A U N E	V O L T I O S	% c a l c u l a d o	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 3.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 3.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 3.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 3.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 3.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 3.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 3.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 3.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 3.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 3.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 3.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 3.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 3.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 3.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 3.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 3.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB5-CT1	725,80	103360,00	1,00	124	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	6,47	0,891%	2,000%
LINEA CB6-CT1	725,80	103360,00	1,00	122	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	6,37	0,877%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 4															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D O  D E	F A C T O R  D E  C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D  C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D  N O R M A  U N E	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 4.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 4.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 4.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 4.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 4.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 4.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 4.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 4.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 4.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 4.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 4.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 4.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 4.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 4.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 4.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 4.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB7-CT1	725,80	103360,00	1,00	118	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	6,17	0,850%	2,000%
LINEA CB8-CT1	725,80	103360,00	1,00	116	CU	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	6,07	0,837%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 5															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSION		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O D E I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D N O R M A U N E	V O L T I O S	% c a l c u l a d o	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 5.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,59	1,46%	2,00%
RAMAL 5.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,01	1,38%	2,00%
RAMAL 5.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	9,42	1,30%	2,00%
RAMAL 5.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,83	1,22%	2,00%
RAMAL 5.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,25	1,14%	2,00%
RAMAL 5.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,66	1,06%	2,00%
RAMAL 5.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,07	0,97%	2,00%
RAMAL 5.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	6,49	0,89%	2,00%
RAMAL 5.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,90	0,81%	2,00%
RAMAL 5.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,31	0,73%	2,00%
RAMAL 5.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,73	0,65%	2,00%
RAMAL 5.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,14	0,57%	2,00%
RAMAL 5.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	3,55	0,49%	2,00%
RAMAL 5.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,97	0,41%	2,00%
RAMAL 5.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,38	0,33%	2,00%
RAMAL 5.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	1,79	0,25%	2,00%
LINEA CB9-CT1	725,80	103360,00	1,00	28	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	1,48	0,203%	2,000%
LINEA CB10-CT1	725,80	103360,00	1,00	26	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	1,38	0,190%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 6															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D O D E	F A C T O R  D E  C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D  C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D  N O R M A  U N E	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 6.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,30	1,42%	2,00%
RAMAL 6.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	9,73	1,34%	2,00%
RAMAL 6.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	9,16	1,26%	2,00%
RAMAL 6.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,59	1,18%	2,00%
RAMAL 6.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,02	1,10%	2,00%
RAMAL 6.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,44	1,03%	2,00%
RAMAL 6.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	6,87	0,95%	2,00%
RAMAL 6.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	6,30	0,87%	2,00%
RAMAL 6.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,73	0,79%	2,00%
RAMAL 6.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,16	0,71%	2,00%
RAMAL 6.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,59	0,63%	2,00%
RAMAL 6.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,02	0,55%	2,00%
RAMAL 6.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	3,45	0,48%	2,00%
RAMAL 6.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,88	0,40%	2,00%
RAMAL 6.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,31	0,32%	2,00%
RAMAL 6.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	1,74	0,24%	2,00%
LINEA CB11-CT1	725,80	103360,00	1,00	23	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	1,18	0,162%	2,000%
LINEA CB12-CT1	725,80	103360,00	1,00	21	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	1,08	0,149%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 7															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O D E I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D D E C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D N O R M A U N E	V O L T I O S	% c a l c u l a d o	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 7.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,59	1,46%	2,00%
RAMAL 7.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,01	1,38%	2,00%
RAMAL 7.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	9,42	1,30%	2,00%
RAMAL 7.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,83	1,22%	2,00%
RAMAL 7.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,25	1,14%	2,00%
RAMAL 7.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,66	1,06%	2,00%
RAMAL 7.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,07	0,97%	2,00%
RAMAL 7.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	6,49	0,89%	2,00%
RAMAL 7.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,90	0,81%	2,00%
RAMAL 7.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,31	0,73%	2,00%
RAMAL 7.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,73	0,65%	2,00%
RAMAL 7.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,14	0,57%	2,00%
RAMAL 7.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	3,55	0,49%	2,00%
RAMAL 7.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,97	0,41%	2,00%
RAMAL 7.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,38	0,33%	2,00%
RAMAL 7.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	1,79	0,25%	2,00%
LINEA CB13-CT1	725,80	103360,00	1,00	31	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	1,64	0,226%	2,000%
LINEA CB14-CT1	725,80	103360,00	1,00	30	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	1,54	0,212%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 8															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I O N	SECCIÓN	I N T E C A L S I C D U L O  D E	F A C T O R  D E  C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D  C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D  N O R M A  U N E	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 8.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,59	1,46%	2,00%
RAMAL 8.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	10,01	1,38%	2,00%
RAMAL 8.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	9,42	1,30%	2,00%
RAMAL 8.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,83	1,22%	2,00%
RAMAL 8.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	8,25	1,14%	2,00%
RAMAL 8.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,66	1,06%	2,00%
RAMAL 8.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	7,07	0,97%	2,00%
RAMAL 8.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	6,49	0,89%	2,00%
RAMAL 8.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,90	0,81%	2,00%
RAMAL 8.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	5,31	0,73%	2,00%
RAMAL 8.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,73	0,65%	2,00%
RAMAL 8.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	4,14	0,57%	2,00%
RAMAL 8.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	3,55	0,49%	2,00%
RAMAL 8.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,97	0,41%	2,00%
RAMAL 8.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	2,38	0,33%	2,00%
RAMAL 8.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	4,00	9,50	0,45	26,18	46,00	1,79	0,25%	2,00%
LINEA CB15-CT1	725,80	103360,00	1,00	26	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	1,34	0,185%	2,000%
LINEA CB16-CT1	725,80	103360,00	1,00	24	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	1,24	0,171%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 9															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O D E I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D N O R M A U N E	V O L T I O S	% c a l c u l a d o	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 9.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 9.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 9.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 9.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 9.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 9.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 9.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 9.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 9.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 9.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 9.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 9.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 9.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 9.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 9.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 9.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB17-CT1	725,80	103360,00	1,00	127	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	6,62	0,912%	2,000%
LINEA CB18-CT1	725,80	103360,00	1,00	125	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,80	237,50	275,00	6,52	0,898%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 10															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I O N	SECCIÓN	I N T E C N A L I C D U L O  D E	F A C T O R  D E  C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D  C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D  N O R M A  U N E	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 10.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 10.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 10.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 10.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 10.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 10.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 10.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 10.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 10.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 10.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 10.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 10.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 10.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 10.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 10.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 10.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB19-CT1	725,80	103360,00	1,00	121	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	6,32	0,871%	2,000%
LINEA CB20-CT1	725,80	103360,00	1,00	119	Cu	XLPE2	D	120,00	152,00	0,74	256,76	275,00	6,22	0,857%	2,000%



CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 11															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN		
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O D E I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E N S I D A D D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D N O R M A U N E	V O L T I O S	% c a l c u l a d o	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 11.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 11.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 11.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 11.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 11.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 11.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 11.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 11.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 11.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 11.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 11.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 11.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 11.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 11.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 11.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 11.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB21-CT1	725,80	103360,00	1,00	222	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,80	237,50	348,00	7,53	1,037%	2,000%
LINEA CB22-CT1	725,80	103360,00	1,00	221	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,80	237,50	348,00	7,46	1,028%	2,000%

CALCULO UNIDAD DE PRODUCCION SUBSISTEMA 1 SEGUIDOR 12															
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  Φ	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE			CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN			
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	T I P O  D E  I N S T A L A C I Ó N	SECCIÓN	I N T E C A L S I C D U L O  D E	F A C T O R  D E  C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D  C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D  N O R M A  U N E	V O L T I O S	%  c a l c u l a d o	%  R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%
RAMAL 2.1	725,80	6460,00	1,00	108	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	7,06	0,97%	2,00%
RAMAL 2.2	725,80	6460,00	1,00	102	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,67	0,92%	2,00%
RAMAL 2.3	725,80	6460,00	1,00	96	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	6,28	0,87%	2,00%
RAMAL 2.4	725,80	6460,00	1,00	90	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,89	0,81%	2,00%
RAMAL 2.5	725,80	6460,00	1,00	84	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,50	0,76%	2,00%
RAMAL 2.6	725,80	6460,00	1,00	78	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	5,11	0,70%	2,00%
RAMAL 2.7	725,80	6460,00	1,00	72	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,72	0,65%	2,00%
RAMAL 2.8	725,80	6460,00	1,00	66	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	4,32	0,60%	2,00%
RAMAL 2.9	725,80	6460,00	1,00	60	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,93	0,54%	2,00%
RAMAL 2.10	725,80	6460,00	1,00	54	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,54	0,49%	2,00%
RAMAL 2.11	725,80	6460,00	1,00	48	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	3,15	0,43%	2,00%
RAMAL 2.12	725,80	6460,00	1,00	42	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,76	0,38%	2,00%
RAMAL 2.13	725,80	6460,00	1,00	36	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	2,37	0,33%	2,00%
RAMAL 2.14	725,80	6460,00	1,00	30	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,98	0,27%	2,00%
RAMAL 2.15	725,80	6460,00	1,00	24	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,59	0,22%	2,00%
RAMAL 2.16	725,80	6460,00	1,00	18	Cu	XLPE2	F	6,00	9,50	0,45	26,18	59,00	1,20	0,16%	2,00%
LINEA CB23-CT1	725,80	103360,00	1,00	217	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,74	256,76	348,00	7,34	1,011%	2,000%
LINEA CB24-CT1	725,80	103360,00	1,00	215	Cu	XLPE2	D	185,00	152,00	0,74	256,76	348,00	7,27	1,002%	2,000%

## B.2 Cálculos de cableado CA-MT

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 1																	
LÍNEA	T E N S I O N	T R A N S F O R M A D O R P O T E N C I A D E L	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N S T A L A C I Ó N T I P O L A D E C I Ó N	SECCIÓN	I N T E C N A L I C D U L O D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A D	d e l R e l i s o t n e d n u c c i a o r	d e l R e a c c t a n c i a o r	C a i d a d e t e n s i ó n	C a i d a d e t e n s i ó n	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	$\Omega$ /Km	$\Omega$ /Km	V	%	%
CT3-CT2	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT2-CT1	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT1- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	659,50	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	63,860	0,32%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 2																	
LÍNEA	T E N S I O N	T R A N S F O R M A D O R P O T E N C I A D E L	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N S T A L A C I Ó N T I P O L A D E C I Ó N	SECCIÓN	I N T E C N A L I C D U L O D E	F A C T O R D E C O R R E C C I Ó N	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A D	d e l R e l i s o t n e d n u c c i a o r	d e l R e a c c t a n c i a o r	C a i d a d e t e n s i ó n	C a i d a d e t e n s i ó n	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	$\Omega$ /Km	$\Omega$ /Km	V	%	%
CT6-CT5	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT5-CT4	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT4- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	556,14	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	53,851	0,27%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 3																	
LÍNEA	T E N S I O N	P O T E N C I A D E L T R A N S F O R M A D O R	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N S T I T U I C I O N P O L A D E I O N	SECCIÓN	I N T E C N A L I C D U A L D O D E	F A C T O R D E C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D A	I N T E N S I D A B L E A D	R e l s i c o t n e d n u c c i t a o r	R e l a c c t a n c i a o r	C a i d a d e t e n s i ó n	C a i d a d e t e n s i ó n	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	Ω/Km	Ω/Km	V	%	%
CT9-CT8	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT8-CT7	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT7- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	452,78	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	43,843	0,22%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 4																	
LÍNEA	T E N S I O N	P O T E N C I A D E L T R A N S F O R M A D O R	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N S T I T U I C I O N P O L A D E I O N	SECCIÓN	I N T E C N A L I C D U A L D O D E	F A C T O R D E C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D A	I N T E N S I D A B L E A D	d e l R e l s i c o t n e d n u c c i t a o r	d e l R e a c c t a n c i a o r	C a i d a d e t e n s i ó n	C a i d a d e t e n s i ó n	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	$\Omega$ /Km	$\Omega$ /Km	V	%	%
CT12-CT11	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT11-CT10	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT10- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	349,42	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	33,834	0,17%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 5																	
LINEA	T E N S I O N	P O T E N S I F O R M A D O R D E L	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIZA DE AISLAMIENTO	I N S T I T A L A C I O N D E	SECCIÓN	I N T E C N A S L I C D U A L D O D E	F A C T O R C C I O N D E	I N T E R E S I D A D A	I N T E N S I D A B L E D A D	R e l s i c t n e d n u c c i a o r	R e l a c c t a n d u c c i a o r	C a i d a s i ó n d e	C a i d a s i ó n d e	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	Ω/Km	Ω/Km	V	%	%
CT15-CT14	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT14-CT13	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT13- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	358,51	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	34,715	0,17%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 6																	
LINEA	T E N S I O N	P O T E N S I F O R M A D O R D E L	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIZA DE AISLAMIENTO	I N S T I T A L A C I O N D E	SECCIÓN	I N T E C N A S L I C D U A L D O D E	F A C T O R C C I O N D E	I N T E R E S I D A D A	I N T E N S I D A B L E D A D	d e l s i c t n e d n u c c i a o r	d e l a c c t a n d u c c i a o r	C a i d a s i ó n d e	C a i d a s i ó n d e	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	Ω/Km	Ω/Km	V	%	%
CT18-CT17	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT17-CT16	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT16- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	461,87	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	44,723	0,22%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 7																	
LÍNEA	T E N S I O N	P O T E N C I A D E L T R A N S F O R M A D O R	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N S T I T P A L A C I O N D E	SECCIÓN	I N T E C N A L S I C D U A L D O D E	F A C T O R D E C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D D E L C A B L E	R e l s i c t n e d n u c c i a o r	R e l a c c t a n c t a o r	C a i d a d e t e n s i ó n	C a i d a d e t e n s i ó n	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	$\Omega$ /Km	$\Omega$ /Km	V	%	%
CT21-CT20	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT20-CT19	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT19- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	565,23	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	54,731	0,27%	1,50%

CALCULO CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA RAMAL DE MT 8																	
LÍNEA	T E N S I O N	P O T E N C I A D E L T R A N S F O R M A D O R	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO					CRITERIO DE DENSIDAD DE CORRIENTE				CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN				
				LONGITUD	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N S T I T P A L A C I O N D E	SECCIÓN	I N T E C N A L S I C D U A L D O D E	F A C T O R D E C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D C O R R E G I D A	I N T E N S I D A D D E L C A B L E	d e l R e l s i c t n e d n u c c i a o r	d e l R e a c c t a n c t a o r	C a i d a d e t e n s i ó n	C a i d a d e t e n s i ó n	% R e g l a m e n t o
Unidades	V	W		m	Cu / Al			mm2	A		A	A	$\Omega$ /Km	$\Omega$ /Km	V	%	%
CT24-CT23	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	95,00	79,39	1,00	99,23	190,00	0,430	0,125	41,769	0,21%	1,50%
CT23-CT22	20000,00	2200000,00	0,80	580,00	Al	XLPE2	D	120,00	158,77	1,00	198,46	245,00	0,195	0,321	69,502	0,35%	1,50%
CT22- ESS	20000,00	2200000,00	0,80	668,59	Al	XLPE2	D	400,00	238,16	0,77	386,62	415,00	0,105	0,101	64,740	0,32%	1,50%

### B.3 Cálculos de cableado CA-Motores de seguimiento solar

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 1-3																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D	S E C C I O N	I D E N T I C A L I C A L D O	F A C T O R D E C O R R E C T I O N	I N T E R E N S I D A D	I N T E N S I D A D E L C A B L E	t e n s i o n d e C a i d a d e p o r	t e n s i o n d e C a i d a d e %	a c u m u l a d o C a i d a d e	% R e g l a m e n t o
	V	W		m	m	m	Cu / Al		mm2	A		A	A	V	%	%	%	
PUNTO MEDIO SB1.27-28	400	2250	0,9	1672		1672	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	12,956	3,239%	3,239%	5,00%
MOTOR SB1.28	400	250	0,9	1672	1703	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,247%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.29-SB1-30	400	2000	0,9	1768		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,694	0,173%	3,420%	5,00%
MOTOR SB1.29	400	250	0,9	1768	1788,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,425%	5,00%
MOTOR SB1.30	400	250	0,9	1768	1799	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,433%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.31-SB1-32	400	1500	0,9	1864		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,522	0,130%	3,563%	5,00%
MOTOR SB1.31	400	250	0,9	1864	1884,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,569%	5,00%
MOTOR SB1.32	400	250	0,9	1864	1895	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,577%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.33-SB1-34	400	1000	0,9	1960		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,349	0,087%	3,664%	5,00%
MOTOR SB1.33	400	250	0,9	1960	1980,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,669%	5,00%
MOTOR SB1.34	400	250	0,9	1960	1991	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,677%	5,00%
PUNTO MEDIO SB1.35-SB1-36	400	500	0,9	2056		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,175	0,044%	3,721%	5,00%
MOTOR SB1.35	400	250	0,9	2056	2076,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,023	0,006%	3,727%	5,00%
MOTOR SB1.36	400	250	0,9	2056	2087	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,734%	5,00%

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 4-6																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D E L E C T R I C A D E I O N	S E C C I O N	I D E N T I F I C A D O	C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A D	t e n s i o n C a i d a d e p o r	t e n s i o n C a i d a d e %	a c t u a l C a i d a d e %	R e g l a m e n t o %
	V	W		m	m	m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%	%
PUNTO MEDIO SB4.27-28	400	2250	0,9	1569		1569	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	12,155	3,039%	3,039%	5,00%
MOTOR SB4.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	3,046%	5,00%
PUNTO MEDIO SB4.29-SB4-30	400	2000	0,9	1665		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,692	0,173%	3,219%	5,00%
MOTOR SB4.29	400	250	0,9	1665	1685,4	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,225%	5,00%
MOTOR SB4.30	400	250	0,9	1665	1695	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,232%	5,00%
PUNTO MEDIO SB4.31-SB4-32	400	1500	0,9	1761		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,520	0,130%	3,362%	5,00%
MOTOR SB4.31	400	250	0,9	1761	1781,4	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,368%	5,00%
MOTOR SB4.32	400	250	0,9	1761	1791	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,375%	5,00%
PUNTO MEDIO SB4.33-SB4-34	400	1000	0,9	1857		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,348	0,087%	3,462%	5,00%
MOTOR SB4.33	400	250	0,9	1857	1877,4	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,468%	5,00%
MOTOR SB4.34	400	250	0,9	1857	1887	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,475%	5,00%
PUNTO MEDIO SB4.35-SB4-36	400	500	0,9	1953		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,174	0,044%	3,519%	5,00%
MOTOR SB4.35	400	250	0,9	1953	1973,4	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,525%	5,00%
MOTOR SB4.36	400	250	0,9	1953	1983	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,532%	5,00%



CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 7-9																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIEZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D E	S E C C I O N	I D E N T E C N A L S I C D U A L D O	F A C T O R D E	I N T E N S I D A D	I D E N S I D A D	t e n s i o n C a i d a d e p o r	t e n s i o n C a i d a d e %	C a i d a d e %	R e g l a m e n t o %
	V	W		m	m	m	Cu / Al		mm2	A		A	A	V	%	%	%	
PUNTO MEDIO SB7.27-28	400	2250	0,9	1465		1465	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	11,355	2,839%	2,839%	5,00%
MOTOR SB7.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,846%	5,00%
PUNTO MEDIO SB7.29-SB7-30	400	2000	0,9	1561		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,690	0,172%	3,018%	5,00%
MOTOR SB7.29	400	250	0,9	1561	1582,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,021	0,005%	3,024%	5,00%
MOTOR SB7.30	400	250	0,9	1561	1592	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	3,031%	5,00%
PUNTO MEDIO SB7.31-SB87-32	400	1500	0,9	1657		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,519	0,130%	3,161%	5,00%
MOTOR SB7.31	400	250	0,9	1657	1678,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,166%	5,00%
MOTOR SB7.32	400	250	0,9	1657	1688	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,174%	5,00%
PUNTO MEDIO SB7.33-SB7-34	400	1000	0,9	1753		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,347	0,087%	3,261%	5,00%
MOTOR SB7.33	400	250	0,9	1753	1774,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,266%	5,00%
MOTOR SB7.34	400	250	0,9	1753	1784	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,274%	5,00%
PUNTO MEDIO SB7.35-SB7-36	400	500	0,9	1849		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,174	0,043%	3,317%	5,00%
MOTOR SB7.35	400	250	0,9	1849	1870,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,323%	5,00%
MOTOR SB7.36	400	250	0,9	1849	1880	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,330%	5,00%

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 10-12																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D E L E C T R I C A	S E C C I O N	I D E A L D U L D O	C O R R E C C I O N D E	I N T E N S I D A D	I D E A L	t e n s i o n d e c a i d a	t e n s i o n d e c a i d a %	a c t u a l d e c a i d a	R e g l a m e n t o
	V	W		m	m	m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%	%
PUNTO MEDIO SB10.27-28	400	2250	0,9	1362		1362	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	10,554	2,638%	2,638%	5,00%
MOTOR SB410.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,646%	5,00%
PUNTO MEDIO SB10.29-SB10-30	400	2000	0,9	1458		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,688	0,172%	2,818%	5,00%
MOTOR SB10.29	400	250	0,9	1458	1478,6	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,021	0,005%	2,823%	5,00%
MOTOR SB10.30	400	250	0,9	1458	1488	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,830%	5,00%
PUNTO MEDIO SB10.31-SB10-32	400	1500	0,9	1554		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,517	0,129%	2,960%	5,00%
MOTOR SB10.31	400	250	0,9	1554	1574,6	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,021	0,005%	2,965%	5,00%
MOTOR SB10.32	400	250	0,9	1554	1584	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,973%	5,00%
PUNTO MEDIO SB10.33-SB10-34	400	1000	0,9	1650		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,346	0,086%	3,059%	5,00%
MOTOR SB10.33	400	250	0,9	1650	1670,6	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,064%	5,00%
MOTOR SB10.34	400	250	0,9	1650	1680	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,072%	5,00%
PUNTO MEDIO SB10.35-SB10-36	400	500	0,9	1746		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,173	0,043%	3,115%	5,00%
MOTOR SB10.35	400	250	0,9	1746	1766,6	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,121%	5,00%
MOTOR SB10.36	400	250	0,9	1746	1776	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,128%	5,00%

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 13-15																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S  φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D E	S E C C I O N	I D E N T E C N A L I C D U L D O	F A C T O R C C I O N	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A B L E	t e n s i o n C a i d a d e p o r	t e n s i o n C a i d a d e %	a c c u m u l a d o n d e	R e g l a m e n t o  %
	V	W		m	m	m	Cu / Al		mm2	A		A	A	V	%	%	%	
PUNTO MEDIO SB13.27-28	400	2250	0,9	1372		1372	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	10,633	2,658%	2,658%	5,00%
MOTOR SB13.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,666%	5,00%
PUNTO MEDIO SB13.29-SB13-30	400	2000	0,9	1468		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,688	0,172%	2,838%	5,00%
MOTOR SB13.29	400	250	0,9	1468	1488,9	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,021	0,005%	2,843%	5,00%
MOTOR SB13.30	400	250	0,9	1468	1499	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,850%	5,00%
PUNTO MEDIO SB13.31-SB13-32	400	1500	0,9	1564		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,517	0,129%	2,980%	5,00%
MOTOR SB13.31	400	250	0,9	1564	1584,9	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,021	0,005%	2,985%	5,00%
MOTOR SB13.32	400	250	0,9	1564	1595	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,993%	5,00%
PUNTO MEDIO SB13.33-SB13-34	400	1000	0,9	1660		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,346	0,086%	3,079%	5,00%
MOTOR SB13.33	400	250	0,9	1660	1680,9	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,084%	5,00%
MOTOR SB13.34	400	250	0,9	1660	1691	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,092%	5,00%
PUNTO MEDIO SB13.35-SB13-36	400	500	0,9	1756		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,173	0,043%	3,135%	5,00%
MOTOR SB13.35	400	250	0,9	1756	1776,9	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,141%	5,00%
MOTOR SB13.36	400	250	0,9	1756	1787	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,148%	5,00%

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 16-18																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D E L E C T R I C A	S E C C I O N	I N T E N S I D A D E	C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A D	t e n s i o n d e c a i d a	t e n s i o n d e c a i d a	a c t u a l d e c a i d a	R e g l a m e n t o
	V	W		m	m	m	Cu / Al		mm2	A		A	A	V	%	%	%	
PUNTO MEDIO SB16.27-28	400	2250	0,9	1476		1476	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	11,434	2,859%	2,859%	5,00%
MOTOR SB16.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	2,866%	5,00%
PUNTO MEDIO SB16.29-SB16-30	400	2000	0,9	1572		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,690	0,172%	3,038%	5,00%
MOTOR SB16.29	400	250	0,9	1572	1592,3	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,021	0,005%	3,044%	5,00%
MOTOR SB16.30	400	250	0,9	1572	1602	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	3,051%	5,00%
PUNTO MEDIO SB16.31-SB16-32	400	1500	0,9	1668		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,519	0,130%	3,181%	5,00%
MOTOR SB16.31	400	250	0,9	1668	1688,3	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,186%	5,00%
MOTOR SB16.32	400	250	0,9	1668	1698	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,194%	5,00%
PUNTO MEDIO SB16.33-SB16-34	400	1000	0,9	1764		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,347	0,087%	3,281%	5,00%
MOTOR SB16.33	400	250	0,9	1764	1784,3	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,286%	5,00%
MOTOR SB16.34	400	250	0,9	1764	1794	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,294%	5,00%
PUNTO MEDIO SB16.35-SB16-36	400	500	0,9	1860		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,174	0,043%	3,337%	5,00%
MOTOR SB16.35	400	250	0,9	1860	1880,3	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,343%	5,00%
MOTOR SB16.36	400	250	0,9	1860	1890	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,350%	5,00%

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 19-21																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S $\phi$	CABLE ELÉCTRICO								CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION			
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALIEZA DE AISLAMIENTO	I N T E C T A L A C I Ó N	S E C C I Ó N	I D E C N A L I C D U A L D O	F O R T E C C I Ó N D E	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A D	t e n s i ó n C a i d a d e p o r	t e n s i ó n C a i d a d e %	a c t u a l C a i d a d e %	R e g l a m e n t o %
	V	W		m	m	m	Cu / Al		mm2	A		A	A	V	%	%	%	
PUNTO MEDIO SB19.27-28	400	2250	0,9	1579		1579	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	12,235	3,059%	3,059%	5,00%
MOTOR SB19.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	3,066%	5,00%
PUNTO MEDIO SB19.29-SB19-30	400	2000	0,9	1675		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,692	0,173%	3,239%	5,00%
MOTOR SB19.29	400	250	0,9	1675	1695,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,245%	5,00%
MOTOR SB19.30	400	250	0,9	1675	1705	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,252%	5,00%
PUNTO MEDIO SB19.31-SB19-32	400	1500	0,9	1771		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,520	0,130%	3,382%	5,00%
MOTOR SB1.31	400	250	0,9	1771	1791,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,388%	5,00%
MOTOR SB19.32	400	250	0,9	1771	1801	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,395%	5,00%
PUNTO MEDIO SB19.33-SB19-34	400	1000	0,9	1867		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,348	0,087%	3,482%	5,00%
MOTOR SB19.33	400	250	0,9	1867	1887,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,488%	5,00%
MOTOR SB19.34	400	250	0,9	1867	1897	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,495%	5,00%
PUNTO MEDIO SB19.35-SB19-36	400	500	0,9	1963		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,174	0,044%	3,539%	5,00%
MOTOR SB19.35	400	250	0,9	1963	1983,7	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,545%	5,00%
MOTOR SB19.36	400	250	0,9	1963	1993	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,552%	5,00%

CALCULO CABLEADO DE MOTORES AUXILIARES MAS DESFAVORABLES CON 1/4 SIMULTANEIDAD PARA LA SERIE SUBSISTEMAS 22-24																		
LINEA	T E N S I O N	P O T E N C I A	C O S φ	CABLE ELÉCTRICO							CRITERIO DE INTENSIDAD MAXIMA			CRITERIO DE CAIDA DE TENSION				
				LONGITUD PUNTO MEDIO	LONGITUD HASTA LA CARGA	TRAMO	TIPO	NUMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DE AISLAMIENTO	I N T E N S I D A D E L E C T R I C O N	S E C C I O N	I D E C N A S L I C D U A L D O	C O R R E C C I O N	I N T E N S I D A D	I N T E N S I D A D	t e n s i d a d p o r	t e n s i d a d %	a c c u m u l a d o	R e g l a m e n t o
	V	W		m	m	m	Cu / Al			mm2	A		A	A	V	%	%	%
PUNTO MEDIO SB22.27-28	400	2250	0,9	1682		1682	CU	XLPE3	D	16	3,61	0,74	6,10	75	13,036	3,259%	3,259%	5,00%
MOTOR SB22.28	400	250	0,9	1569	1599	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,007%	3,266%	5,00%
PUNTO MEDIO SB22.29-SB22-30	400	2000	0,9	1778		96			D	16	3,21	0,74	5,42	75	0,694	0,173%	3,440%	5,00%
MOTOR SB22.29	400	250	0,9	1778	1799,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,005%	3,445%	5,00%
MOTOR SB22.30	400	250	0,9	1778	1809	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,030	0,008%	3,453%	5,00%
PUNTO MEDIO SB22.31-SB22-32	400	1500	0,9	1874		96			D	16	2,41	0,74	4,06	75	0,522	0,130%	3,583%	5,00%
MOTOR SB22.31	400	250	0,9	1874	1895,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,589%	5,00%
MOTOR SB22.32	400	250	0,9	1874	1905	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,597%	5,00%
PUNTO MEDIO SB22.33-SB22-34	400	1000	0,9	1970		96			D	16	1,60	0,74	2,71	75	0,349	0,087%	3,684%	5,00%
MOTOR SB22.33	400	250	0,9	1970	1991,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,022	0,006%	3,689%	5,00%
MOTOR SB22.34	400	250	0,9	1970	2001	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,697%	5,00%
PUNTO MEDIO SB22.35-SB22-36	400	500	0,9	2066		96			D	16	0,80	0,74	1,35	75	0,175	0,044%	3,741%	5,00%
MOTOR SB22.35	400	250	0,9	2066	2087,0	20,6	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,023	0,006%	3,747%	5,00%
MOTOR SB22.36	400	250	0,9	2066	2097	30,4	CU	XLPE3	D	16	0,40	1,00	0,50	75	0,031	0,008%	3,754%	5,00%

## C.1 Informe de PVsyst Sistema conectado a red con backtracking

PVSYST V6.74			17/08/18		Página 1/4	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto :		PROYECTOTFM				
Lugar geográfico		USAGRE-LOCALIZACION			País	Espana
Ubicación		Latitud	38.38° N	Longitud	-6.10° W	
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	494 m	
Datos climatológicos:		Albedo	0.20			
		USAGRE-LOCALIZACION	Síntesis			
Variante de simulación :		PROYECTOTFM				
		Fecha de simulación	17/08/18 20h34			
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema		Tracking system, with backtracking		
Plano de seguimiento, eje inclinado		Inclinación eje		0°	Acimut eje	0°
Limitaciones de rotación		Fi mínimo		-55°	Fi máximo	55°
Técnica del Retorno		N° de seguidores solares	192	Identical arrays		
		Espaciamiento seguidor solar	6.00 m	Ancho receptor		1.98 m
Backtracking limit angle		Phi limits	+/- 70.4°	Factor de ocupación (GCR)		32.9 %
Modelos empleados		Transposición		Perez	Difuso	Perez, Meteonom
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos				
Sombras cercanas		Según cadenas		Efecto eléctrico	100 %	
Características generador FV						
Módulo FV		Si-mono	Modelo	TSM-340DD14A(II)		
Original PVsyst database			Fabricante	Trina Solar		
Número de módulos FV			En serie	19 módulos	En paralelo	384 cadenas
N° total de módulos FV			N° módulos	7296	Phom unitaria	340 Wp
Potencia global generador			Nominal (STC)	2481 kWp	En cond. funciona.	2238 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)			V mpp	648 V	I mpp	3456 A
Superficie total			Superficie módulos	14157 m²	Superf. célula	12723 m²
Inversor						
Original PVsyst database			Modelo	Sunny Central 2200		
			Fabricante	SMA		
Características			Tensión Funciona.	535-950 V	Phom unitaria	2200 kWac
Banco de inversores			N° de inversores	1 unidades	Potencia total	2200 kWac
					Relación Phom	1.13
Factores de pérdida Generador FV						
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	3.1 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.3 %	
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Strings Mismatch loss				Fracción de Pérdidas	0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Necesidades de los usuarios :		Carga ilimitada (red)				



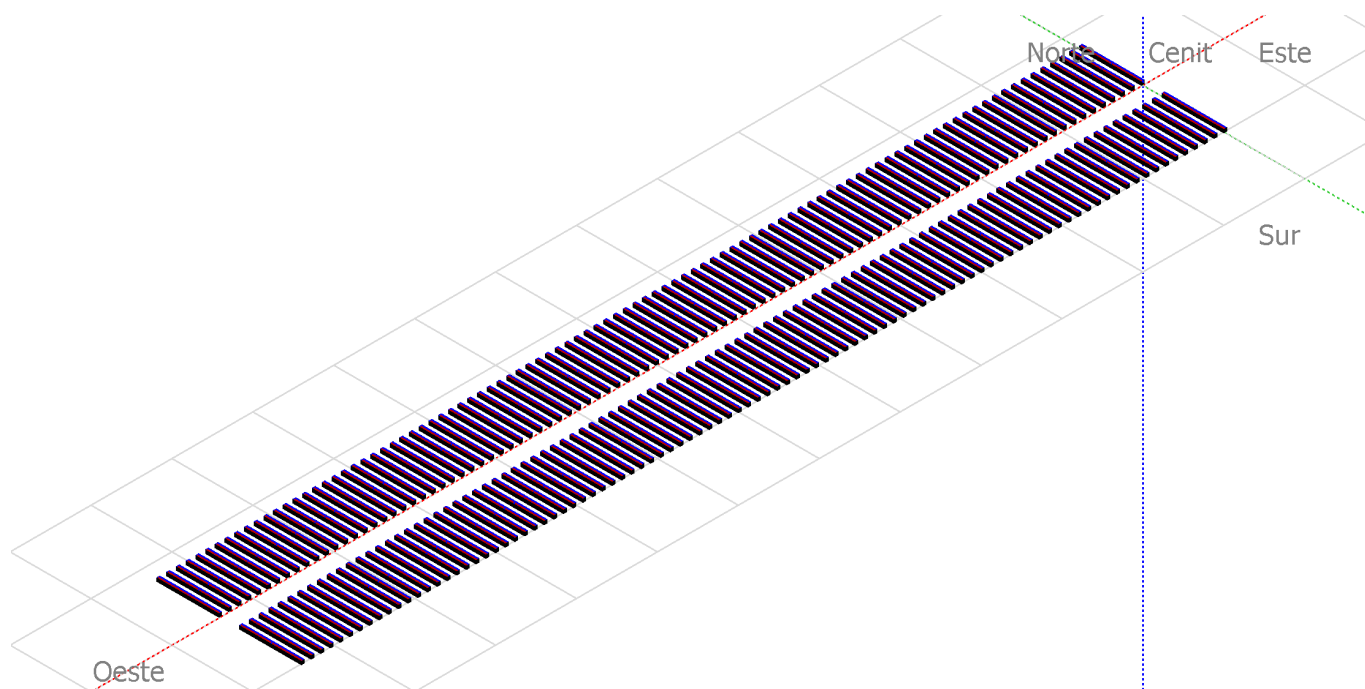
## Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** PROYECTOTFM

**Variante de simulación :** PROYECTOTFM

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tracking system, with backtracking	
<b>Sombras cercanas</b>	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campo	Según viento, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	<b>2481 kWp</b>
Inversor	Modelo	Pnom	2200 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

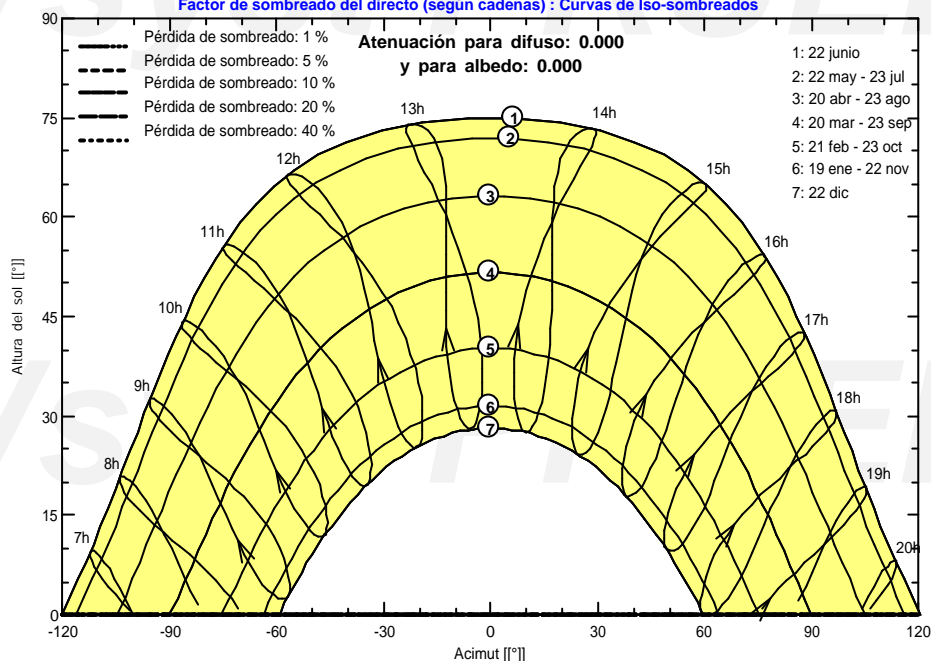
### Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano



### Diagrama de Iso-sombrados

PROYECTOTFM

Factor de sombreado del directo (según cadenas) : Curvas de Iso-sombrados





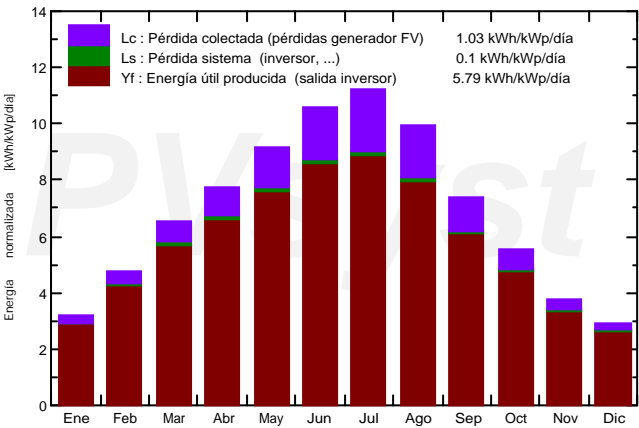
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **PROYECTOTFM**  
Variante de simulación : **PROYECTOTFM**

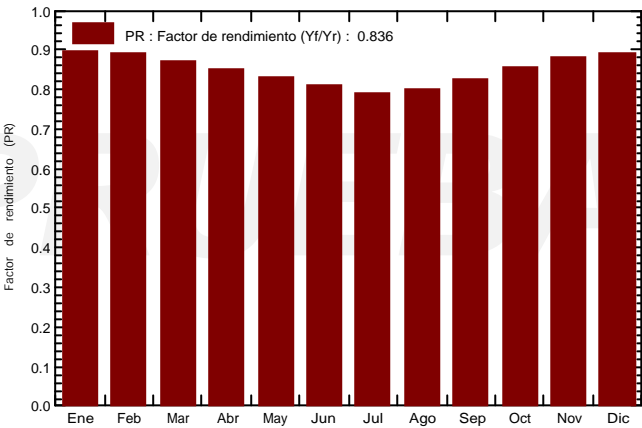
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tracking system, with backtracking	
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Cadenas	Según seguimiento, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	<b>2481 kWp</b>
Inversor	Modelo	Pnom	2200 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	<b>5239 MWh/año</b>	Produc. específico 2112 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.65 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2481 kWp



Factor de rendimiento (PR)



PROYECTOTFM

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	72.2	29.61	7.70	100.4	94.3	227.7	223.5	0.898
Febrero	96.9	33.91	7.50	134.1	127.5	302.9	297.4	0.894
Marzo	150.7	60.26	10.70	203.7	194.6	447.8	439.8	0.871
Abril	171.6	61.78	14.10	232.4	223.8	501.0	491.9	0.853
Mayo	210.2	69.36	18.20	283.0	273.4	593.4	582.8	0.830
Junio	233.4	58.35	22.30	318.0	309.1	651.4	639.8	0.811
Julio	253.0	48.06	25.80	347.1	338.3	694.9	682.7	0.793
Agosto	221.0	48.63	25.60	307.5	298.5	622.1	611.3	0.802
Septiembre	161.7	46.89	21.50	221.8	214.0	461.8	453.7	0.825
Octubre	124.3	42.27	17.00	171.4	163.6	371.2	364.7	0.858
Noviembre	81.3	30.08	11.20	113.9	107.6	253.2	248.7	0.880
Diciembre	66.3	27.20	8.40	91.6	85.7	206.6	202.7	0.892
Año	1842.6	556.40	15.89	2524.8	2430.2	5334.0	5239.0	0.836

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

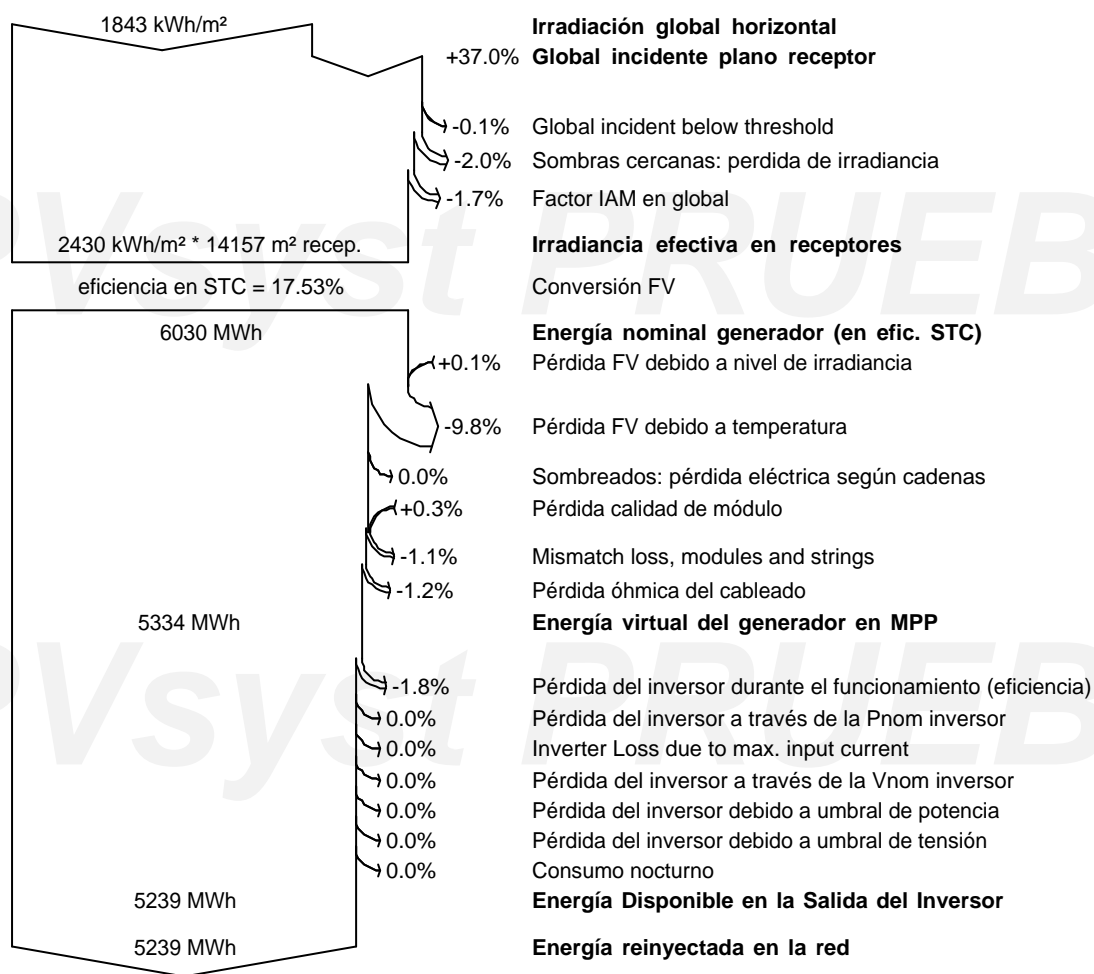
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** PROYECTOTFM

**Variante de simulación :** PROYECTOTFM

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tracking system, with backtracking	
<b>Sombras cercanas</b>	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos	Según viento, eje inclinado, inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	<b>2481 kWp</b>
Inversor	Modelo	Pnom	2200 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

### Diagrama de pérdida durante todo el año



## C.2 Informe de PVsyst Sistema conectado a red sin backtracking

PVSYST V6.74		17/08/18		Página 1/4	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Proyecto :</b> PROYECTOTFM					
<b>Lugar geográfico</b>		<b>USAGRE-LOCALIZACION</b>		<b>País</b> Espana	
<b>Ubicación</b>		<b>Latitud</b> 38.38° N		<b>Longitud</b> -6.10° W	
<b>Hora definido como</b>		<b>Hora Legal</b> Huso hor. UT+1		<b>Altitud</b> 494 m	
<b>Datos climatológicos:</b>		<b>USAGRE-LOCALIZACION</b>		<b>Síntesis</b>	
<b>Variante de simulación :</b> PROYECTOTFM					
		<b>Fecha de simulación</b> 17/08/18 21h02			
<b>Parámetros de la simulación</b>		<b>Tipo de sistema</b> Tracking system			
<b>Plano de seguimiento, eje inclinado</b>		<b>Inclinación eje</b> 0°		<b>Acimut eje</b> 0°	
<b>Limitaciones de rotación</b>		<b>Fi mínimo</b> -55°		<b>Fi máximo</b> 55°	
<b>Trackers configuration</b>		<b>N° de seguidores solares</b> 192		<b>Identical arrays</b>	
		<b>Espaciamiento seguidor solar</b> 6.00 m		<b>Ancho receptor</b> 1.98 m	
<b>Shading limit angles</b>		<b>Phi limits</b> +/- 70.4°		<b>Factor de ocupación (GCR)</b> 32.9 %	
<b>Modelos empleados</b>		<b>Transposición</b> Perez		<b>Difuso</b> Perez, Meteonom	
<b>Perfil obstáculos</b>		<b>Sin perfil de obstáculos</b>			
<b>Sombras cercanas</b>		<b>Según cadenas</b>		<b>Efecto eléctrico</b> 100 %	
<b>Características generador FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		<b>Si-mono</b>		<b>Modelo</b> TSM-340DD14A(II)	
<b>Original PVsyst database</b>		<b>Fabricante</b> Trina Solar			
<b>Número de módulos FV</b>		<b>En serie</b> 19 módulos		<b>En paralelo</b> 384 cadenas	
<b>N° total de módulos FV</b>		<b>N° módulos</b> 7296		<b>Pnom unitaria</b> 340 Wp	
<b>Potencia global generador</b>		<b>Nominal (STC)</b> 2481 kWp		<b>En cond. funciona.</b> 2238 kWp (50°C)	
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>		<b>V mpp</b> 648 V		<b>I mpp</b> 3456 A	
<b>Superficie total</b>		<b>Superficie módulos</b> 14157 m²		<b>Superf. célula</b> 12723 m²	
<b>Inversor</b>					
<b>Original PVsyst database</b>		<b>Modelo</b> Sunny Central 2200			
<b>Características</b>		<b>Fabricante</b> SMA			
		<b>Tensión Funciona.</b> 535-950 V		<b>Pnom unitaria</b> 2200 kWac	
<b>Banco de inversores</b>		<b>N° de inversores</b> 1 unidades		<b>Potencia total</b> 2200 kWac	
				<b>Relación Pnom</b> 1.13	
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>					
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>		<b>Uc (const)</b> 20.0 W/m²K		<b>Uv (viento)</b> 0.0 W/m²K / m/s	
<b>Pérdida Óhmica en el Cableado</b>		<b>Res. global generador</b> 3.1 mOhm		<b>Fracción de Pérdidas</b> 1.5 % en STC	
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>				<b>Fracción de Pérdidas</b> -0.3 %	
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>				<b>Fracción de Pérdidas</b> 1.0 % en MPP	
<b>Strings Mismatch loss</b>				<b>Fracción de Pérdidas</b> 0.10 %	
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>		<b>IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)</b>		<b>Parám. bo</b> 0.05	
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga ilimitada (red)					

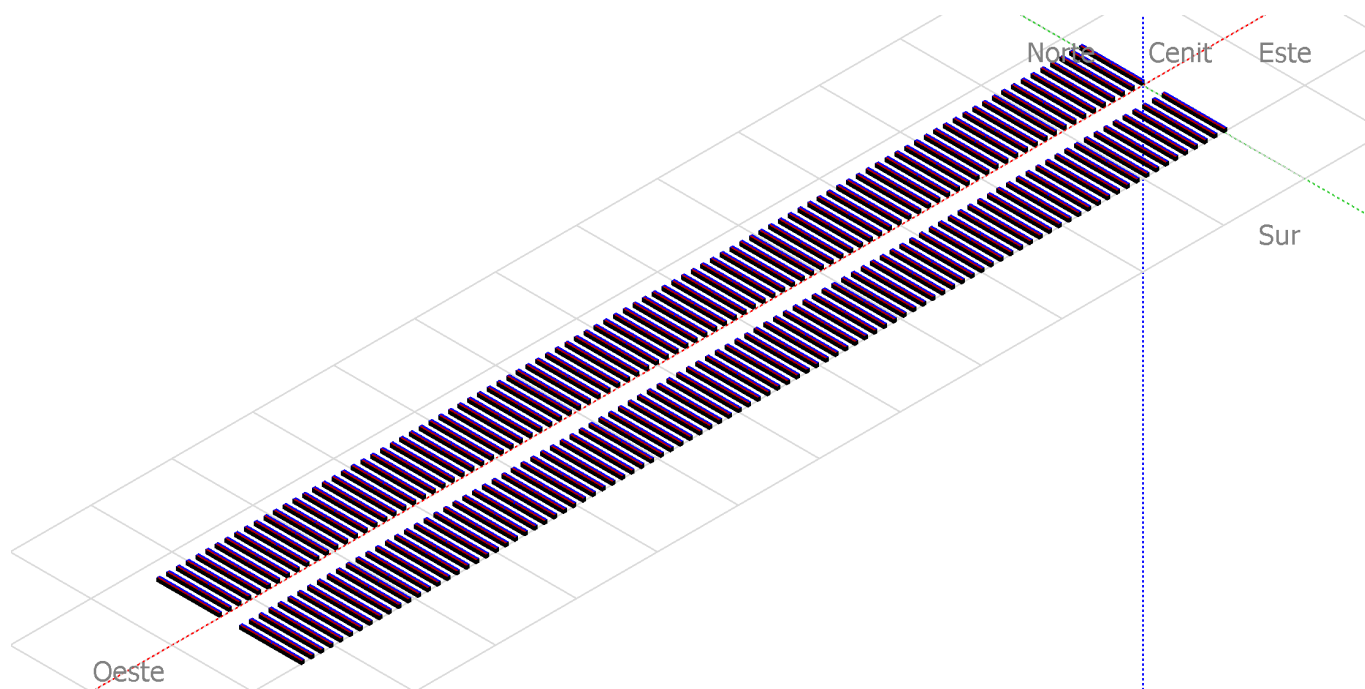
## Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** PROYECTOTFM

**Variante de simulación :** PROYECTOTFM

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tracking system	
<b>Sombras cercanas</b>	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campo	Según inclinamiento, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	<b>2481 kWp</b>
Inversor	Modelo	Pnom	2200 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

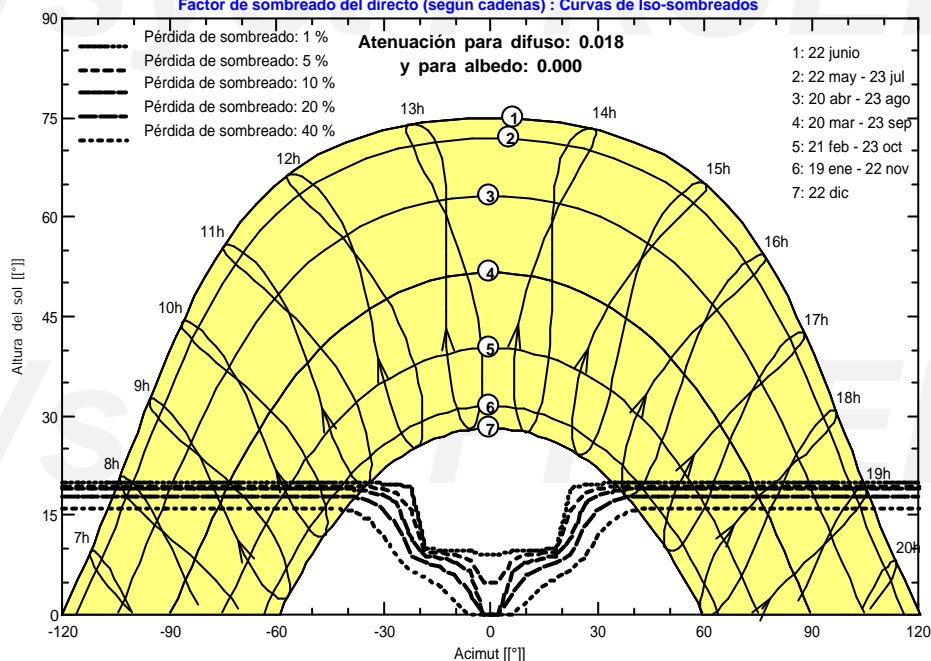
### Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano



### Diagrama de Iso-sombrados

PROYECTOTFM

Factor de sombreado del directo (según cadenas) : Curvas de Iso-sombrados



# Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

PROYECTOTFM

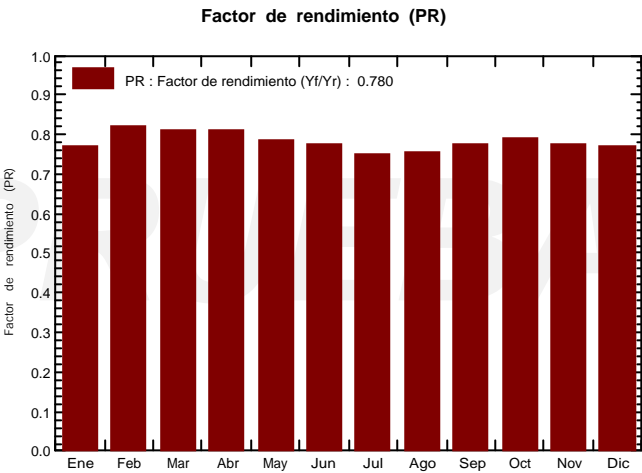
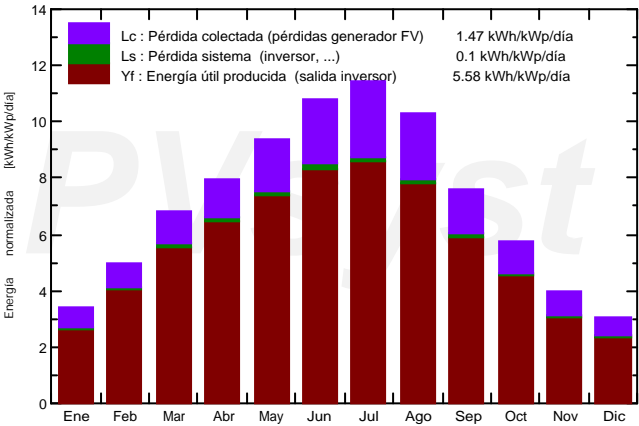
Variante de simulación :

PROYECTOTFM

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tracking system
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico 100 %
Orientación Campos fotovoltaicos	Según alineamiento, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	TSM-340DD14A(II) Pnom 340 Wp
Generador FV	N° de módulos	7296 Pnom total <b>2481 kWp</b>
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200 Pnom 2200 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	<b>5049 MWh/año</b>	Produc. específico 2035 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	78.01 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2481 kWp



## PROYECTOTFM

### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	72.2	29.61	7.70	106.8	95.3	207.7	203.9	0.770
Febrero	96.9	33.91	7.50	138.7	127.2	286.8	281.7	0.819
Marzo	150.7	60.26	10.70	211.9	195.7	435.0	427.2	0.813
Abril	171.6	61.78	14.10	239.3	224.3	490.1	481.2	0.811
Mayo	210.2	69.36	18.20	291.3	274.4	578.5	568.0	0.786
Junio	233.4	58.35	22.30	323.8	308.6	632.3	620.9	0.773
Julio	253.0	48.06	25.80	355.1	338.6	674.3	662.5	0.752
Agosto	221.0	48.63	25.60	319.1	300.5	610.2	599.6	0.757
Septiembre	161.7	46.89	21.50	229.0	214.3	448.4	440.4	0.775
Octubre	124.3	42.27	17.00	178.4	164.2	356.2	350.0	0.791
Noviembre	81.3	30.08	11.20	119.9	107.7	234.3	230.1	0.773
Diciembre	66.3	27.20	8.40	95.8	85.8	186.9	183.3	0.771
Año	1842.6	556.40	15.89	2609.1	2436.4	5140.7	5048.8	0.780

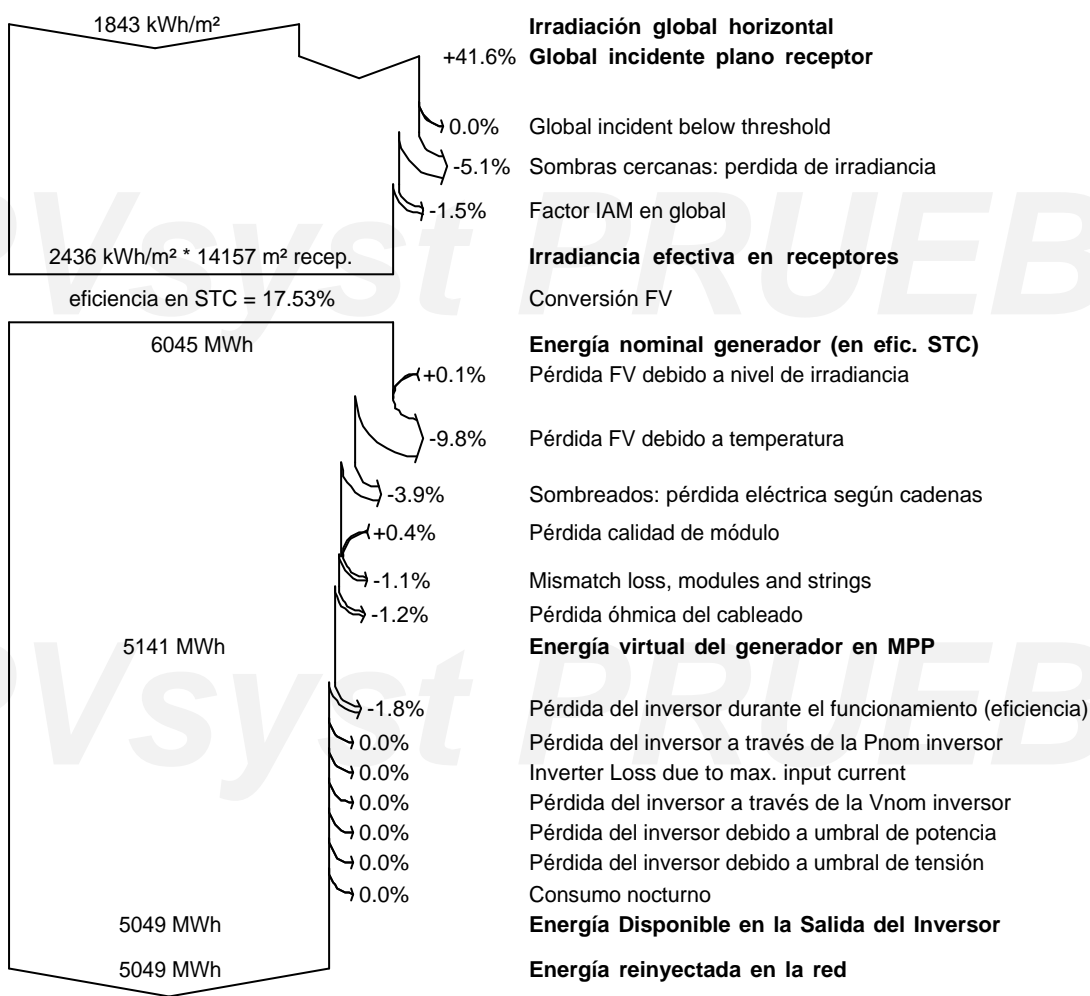
Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

# Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **PROYECTOTFM**  
Variante de simulación : **PROYECTOTFM**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tracking system
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico 100 %
Orientación Campo	Según viento, eje inclinado, inclinación eje	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	TSM-340DD14A(II) Pnom 340 Wp
Generador FV	N° de módulos	7296 Pnom total <b>2481 kWp</b>
Inversor	Modelo	Sunny Central 2200 Pnom 2200 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

Diagrama de pérdida durante todo el año



## **D. Fichas técnicas**

- **Ficha técnica módulo fotovoltaico**
- **Ficha técnica inversor**
- **Ficha técnica seguidor solar**
- **Ficha técnica combiner box**
- **Ficha técnica power plant controller**

# TALLMAX<sup>M</sup> plus<sup>+</sup> MODULE

TSM-DD14A (II)

**72 CÉLULAS**  
MÓDULO MONOCRISTALINO

**340-375W**  
RANGO DE POTENCIA

**19,3%**  
MÁXIMA EFICIENCIA

**0/+5W**  
TOLERANCIA POSITIVA  
DE POTENCIA

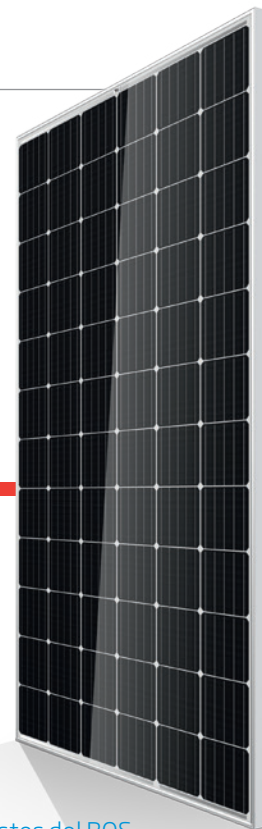
Pays Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

## Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716  
ISO 9001: Sistema de gestión de calidad  
ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental  
ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero  
OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



**Trina**solar



### Ideal para grandes proyectos

- Mayor superficie con más potencia que disminuye el tiempo de instalación y los costes del BOS



### Excelente rendimiento en condiciones de poca luz en días nublados, mañanas y atardeceres

- Pasivación posterior de la célula
- Texturización avanzada de la superficie
- Emisor selectivo



### Aprovecha el espacio con la máxima eficiencia

- Hasta 193 W/m<sup>2</sup> de densidad de potencia
- Coeficientes térmicos bajos para mayor producción energética a temperaturas de funcionamiento altas



### Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminescencia
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos
- Certificado UL 1000 V / IEC 1000 V

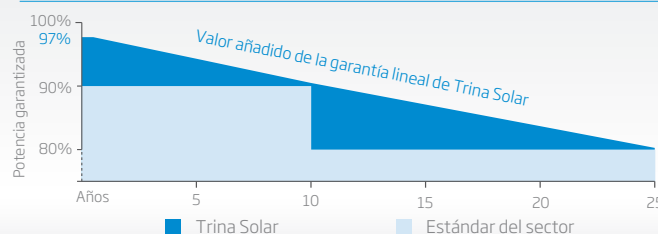


### Certificados para condiciones mediambientales extremas

- Cargas de viento de 2400 Pa
- Cargas de nieve de 5400 Pa
- Piedras de granizo de 35 mm a 97 Km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

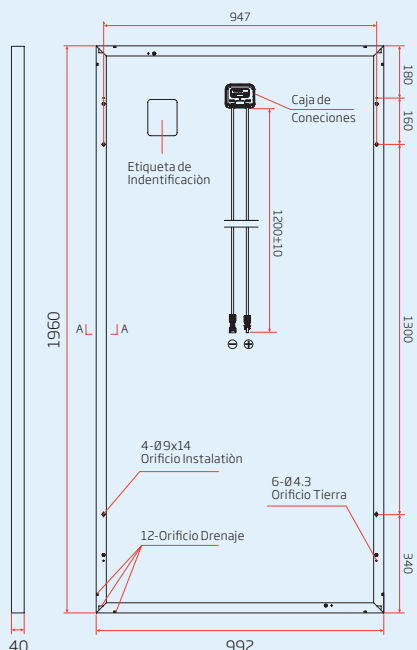
## GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

10 años garantía de producto · 25 años garantía de potencia lineal

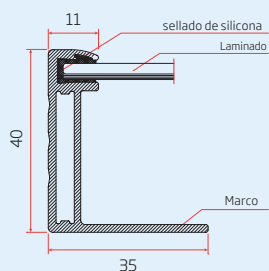




**DIMENSIONES DEL MÓDULO FV**  
**TSM-DD14A (II)**  
**(Unidad: mm)**

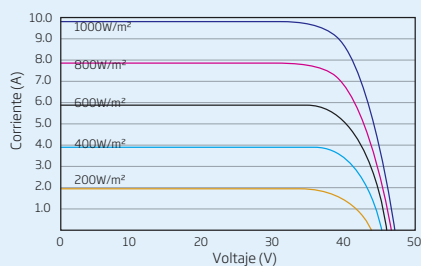


Vista trasera

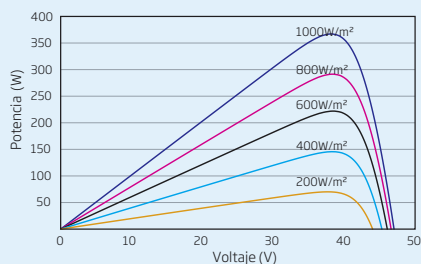


(A-A)

### CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (365W)



### CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (365W)



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Potencia nominal-Pmáx (Wp)*	340	345	350	355	360	365	370	375
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto Pmáx-VMP (V)	38,2	38,5	38,7	38,8	39,0	39,3	39,7	40,0
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8,90	8,96	9,04	9,14	9,24	9,30	9,33	9,37
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	46,2	46,7	47,0	47,4	47,7	48,0	48,3	48,5
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	9,50	9,55	9,60	9,65	9,70	9,77	9,83	9,88
Eficiencia del módulo ηm (%)	17,5	17,7	18,0	18,3	18,5	18,8	19,0	19,3

STC: Irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5

\*Tolerancia en la medida:  $\pm 3\%$

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-340	TSM-345	TSM-350	TSM-355	TSM-360	TSM-365	TSM-370	TSM-375
Potencia máx.-P <sub>MAX</sub> (Wp)	253	257	261	264	268	272	276	279
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -V <sub>MPP</sub> (V)	35,4	35,7	35,9	36,0	36,2	36,4	36,8	37,1
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -I <sub>MPP</sub> (A)	7,15	7,20	7,26	7,34	7,42	7,47	7,50	7,53
Tensión en circuito abierto-V <sub>OC</sub> (V)	42,9	43,4	43,7	44,1	44,3	44,6	44,9	45,1
Corriente de cortocircuito-I <sub>SC</sub> (A)	7,67	7,71	7,75	7,79	7,83	7,89	7,94	7,98

TONC: Irradiancia a 800 W/m<sup>2</sup>. Temperatura ambiente 20 °C. Velocidad del viento 1 m/s.

## DATOS MECÁNICOS

Células solares	Monocristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	72 células (6 x 12)
Dimensiones del módulo	1960 × 992 × 40 mm
Peso	26,0 kg con cristal de 4,0 mm; 22,5 kg con cristal de 3,2 mm
Vidrio	Cristal de 4,0 mm para nuestro modelo Monocristalino PERC; Cristal de 3,2 mm para nuestro modelo estándar Monocristalino, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67 o IP68
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm², 1200 mm
Conector	Países de la UE: 28 MC4 / UTX / TS4, Países no miembros de la UE: 28 QC4 / TS4

## LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	- 0,39%/K
Coefficiente de temperatura de V <sub>OC</sub>	- 0,29%/K
Coefficiente de temperatura de I <sub>SC</sub>	0,05%/K

## LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A (Potencia ≤ 350 W) 20 A (Potencia ≥ 355 W)
Carga de nieve	5400 Pa
Carga de viento	2400 Pa

\*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

## GARANTÍA

10 años de garantía de fabricación

25 años de garantía de potencia lineal

(Consulte la garantía de producto para más información)

## CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja:	27 uds.
Módulos por contenedor de 40':	648 uds.

# SUNNY CENTRAL 2200 / 2500-EV / 2750 EV

SC-2200-10 / SC-2500-EV-10 / SC-2750-EV-10



## Rentable

- Más potencia por metro cúbico
- Transporte de hasta cuatro inversores en el contenedor estándar
- Sobredimensionamiento hasta una proporción CC/CA del 250%\*

## Resistente

- Sistema probado de refrigeración por aire de precisión para un enfriamiento inteligente y eficaz
- Colocación a la intemperie en todo el mundo y para todas las condiciones ambientales

## Flexible

- Cumplimiento de todos los requisitos conocidos de todo el mundo
- Puesta a disposición de "Q on demand"
- Disponible solo o en kit/llave en mano con bloque de media tensión

## Cómodo

- Área de conexión de CC mejorada
- Espacio para conectar los equipos del cliente
- Suministro de tensión integrado para el consumo propio y para equipos consumidores externos

## SUNNY CENTRAL 2200 / 2500-EV / 2750-EV

El nuevo Sunny Central: máxima densidad de potencia y máxima integración

Con una potencia de hasta 2750 kVA y tensiones de sistema de 1000 VCC y 1500 VCC, el inversor central de SMA permite planificar la planta de manera aún más eficaz. Dispone de un transformador integrado y espacio adicional para instalar los equipos del cliente. El Sunny Central está optimizado para colocarlo en el exterior. El sistema de refrigeración por aire OptiCool™ asegura el funcionamiento libre de fallos incluso a temperaturas ambiente extremas. Además, cuenta con una protección eficaz contra la entrada de partículas de polvo. El Sunny Central es el componente principal del SMA Utility Power System y está disponible también como solución de plataforma compacta con MV Block, tecnología de CC, regulación de parques y el servicio técnico de SMA.

\* depende del emplazamiento y de la tecnología de módulos (1000 Vcc hasta 200 %)

# SUNNY CENTRAL 1000 V

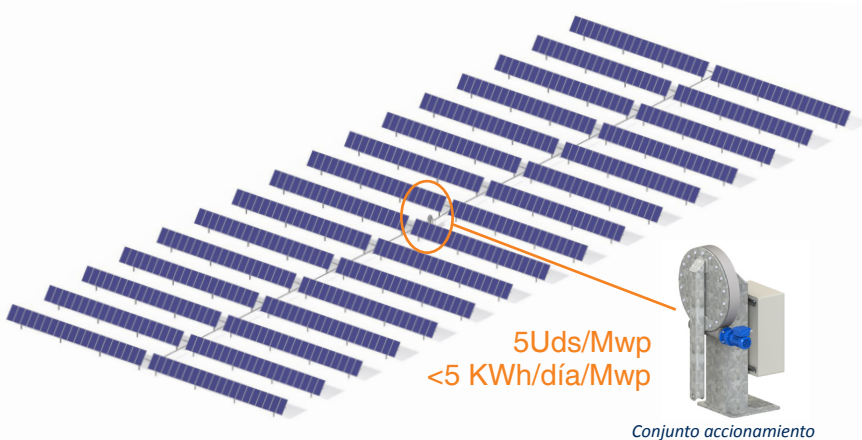
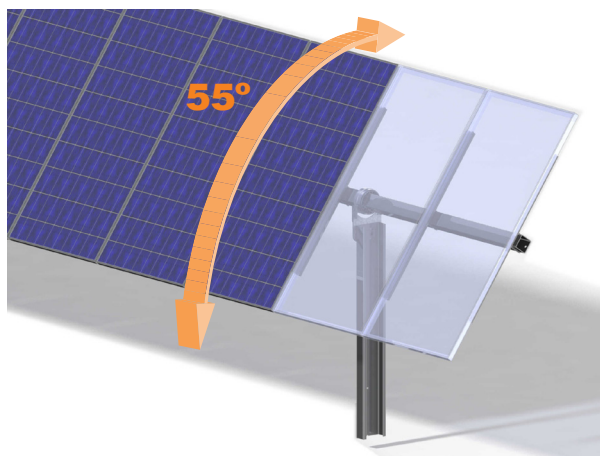
Datos técnicos	Sunns Central 2200
<b>Entrada (CC)</b>	
Rango de tensión del MPP $V_{CC}$ (a 25 °C/50 °C)	570 V a 950 V/800 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, \min}$ /tensión de arranque $V_{CC, \text{arranque}}$	545 V / 645 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, \max}$	1100 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, \max}$ (a 25 °C/50 °C)	3960 A / 3600 A
Corriente de cortocircuito máx. $I_{CC, sc}$	6400 A
Número de entradas de CC	24
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Zone Monitoring integrado	○
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 25 °C/40 °C/50 °C)	2200 kVA / 2080 kVA / 2000 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 25 °C/40 °C/50 °C)	1760 kW / 1664 kW / 1600 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, \text{nom}} =$ Corriente máx. de salida $I_{CA, \max}$	3300 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3% a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA <sup>[1]7)</sup>	385 V / 308 V a 462 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA	> 2
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable <sup>7)</sup>	1/0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx. / europeo / Rendimiento californiano <sup>2)</sup>	98,6% / 98,4% / 98,0%
<b>Dispositivos de protección</b>	
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III
Monitorización de fallo a tierra / de fallo a tierra por control remoto	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○
Tipo de protección: electrónica / conducto de aire / área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb
Autoconsumo (máx. <sup>3)</sup> /carga parcial <sup>4)</sup> /promedio <sup>5)</sup>	< 8100 W/< 1800 W/< 2000 W/
Autoconsumo stand-by	< 300 W
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA
Rango de temperatura de servicio <sup>7)</sup>	-25 °C a 60 °C/-13 °F a 140 °F
Emisiones de ruido <sup>6)</sup>	66,4 dB(A)
Rango de temperatura (stand-by)	-40 °C a 60 °C/-40 °F a 140 °F
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C/-40 °F a 158 °F
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación / sin condensación)	95% a 100% (2 meses/año) / 0 % a 95%
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar <sup>7)</sup> 2000 m/3000 m/4000 m	● / ○ / ○ (reducción de potencia temprana en función de la temperatura)
Consumo de aire fresco	6500 m <sup>3</sup> /h
<b>Equipamiento</b>	
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus
Comunicación del Sunny String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP/Ethernet (fibra óptica multimodo, Cat5)
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016/RAL 7004
Pantalla	Pantalla táctil HMI (10,1")
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)
cumple con las normas y directrices:	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, UL1741, BDEW-MSRL, IEEE1547, UL 1998, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08
Normas CEM	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022, CISPR 22:2008 modified class A, FCC Part 15 Class A
● De serie ○ Opcional	
Modelo comercial	SC-2200-10

- 1) Potencia nominal de CA se reduce a tensión nominal de CA < 385 V con la misma relación  
2) Rendimiento medido con autoalimentación  
3) Autoconsumo en funcionamiento nominal  
4) Autoconsumo a < 75% Pn a 25 °C

- 5) Autoconsumo en promedio 5% a 100% Pn a 25 °C  
6) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia  
7) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.



## STi-H1250 SEGUIDOR DE UN EJE HORIZONTAL — FICHA TÉCNICA



ADAPTACIÓN AL TERRENO



CARGA DE VIENTO



CARGA DE NIEVE



CARGA DE SISMO



LIBRE DE ENGRASE Y  
MÍNIMO MANTENIMIENTO



TUNEL DE VIENTO



GARANTÍA



PATENTADO

### DISEÑO

- Accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de únicamente 250W de potencia.
- Amplio recorrido de giro de  $110^\circ (\pm 55^\circ)$ .
- Mínimo número de accionamientos (5) por cada Mwp instalado.
- Mínimo consumo energético total ( $< 5 \text{ Kwh/día/Mwp}$ ).
- Compatible con diferentes soluciones de cimentación: hincapié metálica, micropilotes, zapatas, etc...

### MANTENIMIENTO

- Mínima inversión en labores de O&M gracias a la sencillez y robustez del sistema.
- Mantenimiento mínimo (revisión anual).
- Elementos de rotación libres de lubricación.

### SISTEMA DE CONTROL

- Alta fiabilidad de operación gracias a componentes industriales de fabricantes reconocidos a nivel global.
- Gestión de abanderamiento completamente configurable por el cliente.
- Algoritmo de Backtracking personalizado a cada seguidor solar STi-H1250, evitando sombras e incrementando la producción.
- Fácil integración en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al protocolo estándar Modbus TCP/IP

### MONTAJE

- Mínimo tiempo de instalación (120 horas-hombre por seguidor).
- Altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (X,Y,Z) como al giro en los ejes Y y Z.
- 100% uniones atornilladas. Sin necesidad de realizar soldaduras, cortes, ni taladros en obra.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

### CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tipo de seguidor	Seguidor de un eje horizontal (HSAT)
Superficie ocupada estimada por 1MWp	2ha (1/GCR=3)

### DIMENSIONES (seguidor ESTÁNDAR con módulos de 72 células y 1/GCR = 3)\*

Módulos por viga de torsión	40 (En configuración vertical)
Nº de vigas a torsión	16
Potencia pico instalada (con módulo de 300Wp)	192 Kwp
Superficie total de módulos instalada	1.250 m <sup>2</sup>
Altura de módulo. Seguidor en posición horizontal 0	1,4 m
Altura de módulo. Seguidor en posición de 55º	2,2 m máxima // 0,4 m mínima

### ACCIONAMIENTO DE GIRO

Tipo de accionamiento	Electromecánico rotativo
Alimentación conjunto de accionamiento	Tres fases, 380-480 Vac, 50/60 Hz
Consumo eléctrico conjunto de accionamiento	< 1Kwh/día
Potencia motor	250 W

### ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Rango de giro	110º (+/- 55º)
Vmax. viento (en posición horizontal)	100 mph// 161 km/h (*)
Estructura	Acero galvanizado en caliente

### SISTEMA DE CONTROL

Control de seguimiento	Cálculo de algoritmo mediante PLC industrial
Gestión de sombras	Algoritmo personalizado de Backtracking
Gestión de viento	Tabla de abanderamiento configurable por el usuario
Sensor de inclinación	Mediante inclinómetro IP68/IP69K
Estándar de comunicaciones	Ethernet (Modbus TCP/IP)

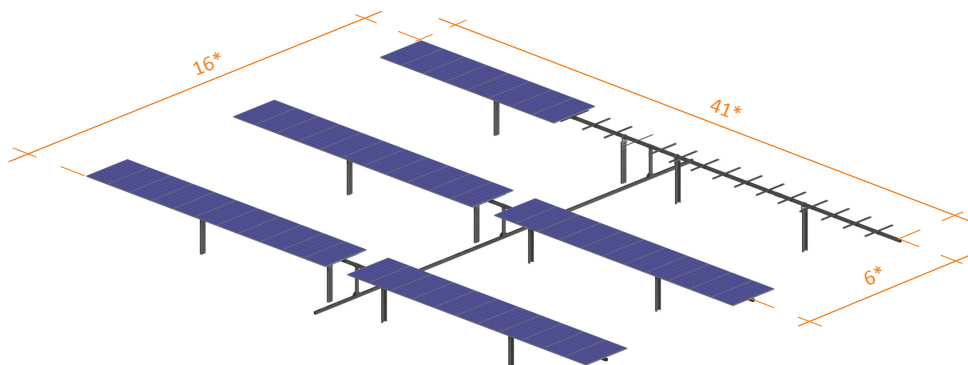
### MANTENIMIENTO

Mantenimiento	Mínimo (Revisión anual)
---------------	-------------------------

### GARANTÍA

(1) Estructural / (2) Para Accionamiento y motores	(1) Diez años de garantía / (2) Cinco años de garantía
--	--

(\*) Configurable según Proyecto





SSM-U-1610/SSM-U-2410/SSM-U-3210/  
SSM-U-1615/SSM-U-2415/SSM-U-3215



#### Flexible

- Para tensiones de 1000 V y 1500 V
- Suministro de tensión del campo fotovoltaico o externo
- Cableado de CC y colocación de fusibles variable

#### Sencillo

- Conexión mediante conectores Sunclix con adaptadores de fusibles de CC
- Rápido cableado in situ sin herramientas especiales
- Diseño compacto para una instalación sencilla

#### Resistente

- Puede emplearse con temperaturas ambiente de -40 a +60 °C y hasta los 4000 m de altura
- La disipación óptima del calor contrarresta los procesos de deterioro por el tiempo

#### Comunicativo

- Comunicación a través de ethernet, de forma opcional, directamente mediante cables de fibra de vidrio
- Protocolo de datos Modbus TCP abierto

## SMA STRING-MONITOR

### Monitorización flexible y eficiente del rendimiento energético

El nuevo SMA String-Monitor para tensiones de sistema de 1000 V y 1500 V permite proteger de forma fiable frente a corrientes inversas a la vez que monitoriza perfectamente los generadores fotovoltaicos conectados. Para analizar con precisión el rendimiento y posibles errores, cada string se mide por separado y los datos se transmiten en el acto. La innovadora tecnología con los fusibles integrados en el cableado, con conectadores rápidos Sunclix, no solo incrementa la flexibilidad al diseñar la planta, sino que también facilita y acelera el cableado de CC en el lugar. Los fusibles se desplazan hacia afuera en las conexiones de string. De esta forma, los fusibles de string pueden colocarse de acuerdo con el diseño de la planta fotovoltaica, mientras que el SMA String-Monitor sorprende por su dimensiones extraordinariamente compactas.

# SMA STRING-MONITOR

## para sistemas de 1000 V<sub>CC</sub>

Datos técnicos	SSM-U-1610	SSM-U-2410	SSM-U-3210
<b>Entrada (CC)</b>			
Tensión asignada	1000 V	1000 V	1000 V
Derrateo por altura (tensión asignada)	2001 m ... 3000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,0% por cada 100 m 3001 m ... 4000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,2% por cada 100 m		
Número de entradas de string	16	24	32
Corriente asignada por entrada de medición	19 A	19 A	19 A
Conexión de string	SUNCLIX	SUNCLIX	SUNCLIX
<b>Salida (CC)</b>			
Corriente asignada	315 A	315 A	315 A
Derrateo de temperatura (corriente asignada)	> 50 °C de temperatura de servicio = reducción del 2,5% por K		
Interruptor de CC	400 A/1000 V	400 A/1000 V	400 A/1000 V
Descargador de sobretensión	Tipo 2 (monitorizado), I <sub>n</sub> = 20 kA; I <sub>máx.</sub> = 40 kA		
Salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)/Borne con bastidor en V (Al/Cu)*		
Número de salidas de CC	1/2	1/2	1/2
Sección del conductor	Barra colectora 70 mm <sup>2</sup> ... 400 mm <sup>2</sup> /Borne con bastidor en V máx. 300 mm <sup>2</sup>		
Zona de aislamiento de racores atornillados para cables	17 mm ... 38,5 mm	17 mm ... 38,5 mm	17 mm ... 38,5 mm
<b>Medición de corriente/Medición de tensión</b>			
Número de canales de medición de corriente	16	24	32
Rango de medición de corriente/Precisión	-2,5 A ... +17,5 A/0,5% del valor final del rango de medición (típico)		
Número de canales de medición de tensión	1	1	1
Rango de medición de tensión/Precisión	+250 VCC ... +1 500 VCC/±0,5% del valor final del rango de medición (típico)		
<b>Medición de temperatura</b>			
Temperatura interior SSM-U/Precisión	-40 °C ... +100 °C/±2% del valor final del rango de medición		
<b>Carcasa/Parámetros ambientales</b>			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado
Material de la carcasa	Plástico reforzado con fibra de vidrio/autoextinguible, libre de halógeno, resistente a la radiación UV		
Dimensiones (ancho/alto/fondo), incl. soporte mural y mazo de cables de string	630/1055/320 mm (24,80/41,54/12,60 inch)		
Peso máx.	34 kg (75 lb)		
Clase de protección (según IEC 60529)	II	II	II
Tipo de montaje	Montaje mural/Montaje en poste*		
Temperatura de funcionamiento/almacenamiento	-40 °C ... +60 °C/-40 °C ... +70 °C		
Humedad relativa del aire	0% ... 95%, posible condensación		
Altitud máx. sobre el nivel del mar	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Interfaces</b>			
Temperatura de los módulos o ambiente	2 x PT100/PT1000; medición de conductores 2, 3 o 4		
Entrada digital	1; incl. suministro de corriente 24 VCC 150 mA		
Monitorización del descargador de sobretensión	1	1	1
Contacto de aviso de estado interruptor de CC*	1	1	1
Salida digital	1, contacto inversor sin potencial		
Entrada analógica 4 mA ... 20 mA	1; radiación/velocidad del viento		
<b>Comunicación</b>			
Protocolo/bus de campo	Modbus (TCP)/ethernet		
Medio de transmisión	Cable Cat-5 S-UTP, F-UTP/cable de fibra de vidrio multimodo (SC)*		
Intervalo del valor de medición	1 s	1 s	1 s
Suministro de corriente	Autoalimentación 200 VCC ... 1000 VCC/suministro ext. 230 VCA*		
<b>Estándares</b>			
Conformidad	CE, IEC 61439-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3		
* Necesario accesorio			



## Fiable

- Cumple con los requisitos de las directivas internacionales sobre gestión de red
- Sistema modular basado en PLC; componentes probados por la industria.
- Máxima protección de los datos y de la central eléctrica con un suministro de corriente sin interrupciones.

## Muy funcional

- El sólido algoritmo regula la tensión, la potencia real y la reactiva
- Gestión de la inyección y compensación más rápida por cambios de potencia inducidos por las influencias meteorológicas
- Adaptación automática de la potencia real en caso de variaciones de frecuencia

## Flexible

- Control remoto y actualizaciones por medio de un túnel VPN.
- Equipos específicos para los clientes con capacidad de ampliación de entrada y salida modular.
- Ampliable con nuevas características y protocolos de comunicación

## Fácil de utilizar

- Riesgos minimizados en los proyectos gracias a unos componentes sólidos, prefabricados y probados.
- Comunicación, configuración y manejo sencillos a través de la interfaz de usuario
- Panel táctil integrado para el manejo local (opcional)

## POWER PLANT CONTROLLER

Regulación flexible de los parques y gestión flexible de la inyección para centrales fotovoltaicas

El Power Plant Controller ofrece soluciones flexibles e inteligentes para regular centrales fotovoltaicas en el rango de los megavatios. Es adecuado para centrales fotovoltaicas con inversores centrales y de string descentralizados. Con la ayuda de las herramientas de simulación ya es posible obtener información valiosa sobre el comportamiento del Power Plant Controller y el diseño de la instalación antes de la puesta en marcha de una central fotovoltaica. El potente controlador lógico programable permite regular rápidamente la potencia activa y reactiva para estabilizar la red, cumpliendo así con los requisitos de la empresa suministradora. Gracias a la capacidad de ampliación para nuevos protocolos de comunicación, los estándares para la conexión individual y su sistema modular, el Power Plant Controller está perfectamente preparado para cumplir con las necesidades futuras de cualquier central fotovoltaica.



Datos técnicos	Power Plant Controller
<b>Funciones de regulación</b>	
Regulación	Regulación de la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y el factor de potencia en el punto de inyección
Limitación de la potencia	Limitación de la potencia actual al valor deseado
Función de rampa de potencia	Limitación de las oscilaciones de potencia causadas, por ejemplo, por un fuerte aumento de la intensidad de la irradiación solar
Adaptación automática de la potencia activa en caso de variaciones de frecuencia	Reduce la potencia actual en caso de aumento de la frecuencia
Regulación de curvas características	Curvas características, por ejemplo, para $Q(U)$ , $\cos\phi(P)$ , $P(f)$
Otros	Parada rápida/arranque de la instalación
<b>Comunicación</b>	
Comunicación de la instalación con el operador de red, SCADA y los inversores	2 conexiones ethernet separadas con conmutadores integrados para comunicación externa; 10 BASE-T y 100 BASE-T(X)
Comunicación dentro del armario de distribución	1 conexión ethernet adicional para conectar una pantalla táctil, ampliar el número de entradas y salidas, como puerto de servicio o similar.
Protocolos de comunicación	Modbus/TCP, Modbus/UDP, servidor de FTP
Aviso	Envío de mensajes de advertencia de la instalación y de la red a sistemas centrales y de monitorización
<b>Visualización/interfaz de usuario/registro de datos</b>	
Interfaz de visualización y configuración	Mediante una pantalla táctil integrada de 10" (opcional) o mediante acceso remoto con un navegador de internet
Visualización de datos	Representación de los valores de medición (por ejemplo, V, P, Q, factor de potencia)
Funciones de diagnóstico	Localización de fallos y visualización del estado de la instalación, averías, errores y mensajes de advertencia en la interfaz de usuario
Registro de incidencias	Archivo de registro de la instalación para registrar cambios de estado e incidencias
<b>CPU/entradas y salidas/memoria</b>	
CPU	Potente programación SPS conforme a IEC 61131-3
Entradas analógicas	4 mA ... 20 mA, -10 V ... +10 V
Salidas analógicas	4 mA ... 20 mA
Entradas digitales	24 V CC
Salidas digitales (relé)	250 V CA o 30 V CC, 5 A
Entrada/salida remota	Mediante Modbus/TCP
Actualización de la aplicación	Con 2 hembrillas USB 2.0 de alta velocidad, tipo A
Reloj	Reloj en tiempo real con almacenamiento en búfer sin mantenimiento
Indicación de estado y diagnóstico	Mediante pantalla de cristal líquido y led (PLC integrado)
Función de perro guardián (watchdog)	Reinicio en caso de fallo
<b>Armario de distribución del Power Plant Controller</b>	
Equipos instalados	Power Plant Controller SPS, conmutadores, suministro de corriente sin interrupciones y redundante, fusibles, área de bornes de conexión
Pantalla táctil TFT de 10" (para interiores)	○
Conmutadores gestionados	○
Convertidor de medios	○
Ampliación de entradas y salidas (hasta 18 entradas digitales y 12 analógicas y 16 salidas digitales y 7 analógicas)	○
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	720/1125/325 mm
Espacio de montaje requerido (ancho/alto/fondo)	2000/2100/1800 mm
Tipo de montaje	Montaje mural
Peso	60 kg
Material	Aluminio recubierto de polvo
<b>Suministro de corriente</b>	
Tensión de alimentación (CA redundante / CC redundante)	100 ... 240 V CA, 50/60 Hz / 36 ... 60 V CC
Consumo energético típico de la fuente de alimentación de CA	2 x 1,2 A (@ 120 V CA) / 2 x 0,6 A (@ 230 V CA)
Consumo energético típico de la fuente de alimentación de CC	2 x 2,75 A (@ 48 V CC)
Fusible previo	16 A
<b>Condiciones ambientales durante el funcionamiento</b>	
Temperatura ambiente	De -20 °C a +50 °C (derrateo por temperatura si la altitud sobre el nivel del mar supera los 2 000 m)
Humedad relativa del aire	Del 10% al 95%, sin condensación
Tipo de protección	IP54, sin la pantalla, también instalable en exteriores
Categoría de sobretensión	2
Altitud de funcionamiento máx. sobre el nivel del mar	2 000 m; sin ampliación de entradas y salidas: 4 000 m
<b>Compatibilidad</b>	
Con inversores	Sunny Central CP / CPJP / CP-US / HE-20, Sunny Central 1850-US / 2200-US / 2200 / 2500-EV (control mediante SC-COM), Sunny Tripower (control mediante SMA Cluster Controller), Sunny Tripower 60 (control mediante SMA Inverter Manager), otros inversores posibles
Con analizadores de red mediante Modbus/TCP	Ardetem TRM4, Janitza UMG 604/605, Schneider Electric ION 8600 / ION 7550 / ION 7650, Schweitzer Engineering Laboratories SEL-735
<b>Otros</b>	
Certificados y autorizaciones	CE, EN 60950-1, FCC, NRCS (SANS IEC 60950), previsto: UL/CSA (UL 60950)
Accesorios:	○
Memoria USB de 4 GB u 8 GB, calidad industrial muy fiable	
Garantía	5 años
● De serie ○ Opcional – No disponible	
Modelo comercial	PPC-10